

СПРАВОЧНИК

СПРАВОЧНИК

по энергоснабжению
и электрооборудованию
промышленных предприятий
и общественных зданий

СПРАВОЧНИК

по энергоснабжению
и электрооборудованию
промышленных предприятий
и общественных зданий



СПРАВОЧНИК

**по энергоснабжению
и электрооборудованию
промышленных предприятий
и общественных зданий**

**Под общей редакцией профессоров МЭИ (ТУ)
С.И.Гамазина, Б.И.Кудрина, С.А.Цырука**

Designed by Evgeny Chemodanov



**Москва
Издательский дом МЭИ
2010**

УДК 658.26(035.5)
ББК 31.19
С 741

*Победитель общероссийского Конкурса рукописей
учебной, научно-технической и справочной литературы
по энергетике 2007 г.*

Рецензенты:

А.В. Егоров, доктор техн. наук проф. (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина);
А.В. Битиев (нач. энергомеханического управления МГУП «Мосводоканал»)

Авторы:

Т.В. Анчарова, С.С. Бодрухина, А.Б. Буре, Г.Ф. Быстрицкий,
Н.А. Ведешенков, С.В. Воронин, С.В. Гужов, Э.А. Киреева, А.В. Кондратьев,
В.Н. Костин, Ю.В. Кошарная, Т.Б. Лещинская, Ю.В. Матюнина,
С.П. Мокринский, А.Ф. Монахов, Д.Б. Понаровкин, В.М. Пупин,
М.А. Рашевская, П.И. Семичевский, Г.Р. Титова, А.С. Цырук, С.А. Цырук

Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию
С 741 промышленных предприятий и общественных зданий / под общ.
ред. профессоров МЭИ(ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина,
С.А. Цырука. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 [7] с.: ил.

ISBN 978-5-383-00420-3

Предлагаемый справочник является первым наиболее полным на сегодняшний день изданием, содержащим сведения по современному теплотехническому и электротехническому оборудованию для различных отраслей промышленности. Его основное назначение — оказать помощь энергетикам России, электрикам и неэлектрикам, в решении практических задач по широкому внедрению новой энергосберегающей и надежной техники в народное хозяйство нашей страны.

В справочнике приведены подробные характеристики полного комплекса теплотехнического и электротехнического оборудования (трансформаторов, линий, шинопроводов, насосов, компрессоров, вентиляторов и т.д.).

Даны необходимые сведения по осветительным приборам, источникам бесперебойного и автономного питания, диагностическим средствам и др.

Справочник создан специально для инженерно-технического персонала предприятий, мастеров, занятых в эксплуатации систем энергоснабжения, и может быть полезен студентам энергетических специальностей.

УДК 658.26(035.5)
ББК 31.19

ISBN 978-5-383-00420-3

© ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2010

**Анатолию Анатольевичу Фёдорову,
доктору технических наук, профессору,
заслуженному деятелю науки и техники РСФСР,
основателю кафедры
«Электроснабжение промышленных предприятий»
Московского энергетического института
посвящают его ученики и коллеги
настоящий справочник**

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	10	3.6. Центробежные вентиляторы	67
ЧАСТЬ 1. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	11	3.7. Регулирование подачи (расхода) центробежных насосов и вентиляторов	70
Раздел 1. Энергетическое топливо	13	3.8. Центробежные компрессоры	73
1.1. Общие сведения	13	Раздел 4. Теплообменные аппараты	81
1.2. Состав твердого и жидкого топлива	13	4.1. Общие сведения о теплообменниках ...	81
1.3. Расчеты горения топлива	18	4.2. Виды и классификация теплообменных аппаратов	81
Раздел 2. Промышленные котельные установки	22	4.3. Конструкции теплообменных аппаратов поверхностного типа	85
2.1. Общие сведения	22	4.4. Расчет теплообменных аппаратов поверхностного типа	96
2.2. Паровые котлы производственных котельных	24	Раздел 5. Автономные источники электропитания предприятий	102
2.3. Водогрейные котлы	27	5.1. Блочные паровые турбоагрегаты (мини-ТЭЦ)	102
2.4. Тепловой баланс котельного агрегата	35	5.2. Газотурбинные электрические станции (ГТЭС)	107
2.5. Тепловые потери котла	36	5.3. Газопоршневые электростанции	113
2.6. Коэффициент полезного действия и расход топлива	38	5.4. Дизельные электрические станции	116
Раздел 3. Нагнетательные машины	40	Список литературы к разделам 1—5	120
3.1. Общие сведения и рабочие параметры нагнетательных машин	40	ЧАСТЬ 2. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ И ВЫШЕ ...	121
3.2. Определение мощности приводного двигателя центробежного насоса и вентилятора	43	Раздел 6. Договорные отношения в электропитании	123
3.3. Виды и характеристики центробежных насосов	44	6.1. Реформирование электроэнергетики в Российской Федерации	123
3.4. Насосное оборудование ЗАО «Гидромаш-холдинг»	52	6.2. Государственное и антимонопольное регулирование в электроэнергетике	125
3.4.1. Насосы для перекачивания воды и пароконденсата	52	6.3. Оптовый рынок электроэнергии	126
3.4.2. Насосы для перекачивания нефти и нефтепродуктов	59	6.4. Розничные рынки электроэнергии	129
3.4.3. Насосы для перекачивания бытовых и промышленных сточных вод	61	6.5. Публичный договор	132
3.4.4. Насосы для перекачивания высокоабразивных гидросмесей	63	6.6. Технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям	133
3.4.5. Насосы для перекачивания морской воды	65	6.7. Доступ к услугам по передаче электрической энергии	136
3.5. Насосы центробежные химические производства ОАО «Насосный завод» (г. Екатеринбург)	66	Список литературы к разделу 6	139

Раздел 7. Энергетические обследования

предприятий и организаций	141
7.1. Определения	141
7.2. Цели энергетических обследований и требования, предъявляемые к энергоаудиторам	142
7.3. Уровни энергетических обследований	142
7.4. Методика проведения предаудита	143
7.5. Методика проведения энергетического обследования первого уровня	144
7.6. Методика проведения энергетического обследования второго уровня	145
7.7. Инструментальное обследование	147
7.8. Анализ информации	148
7.9. Разработка рекомендаций по энергосбережению	155
7.10. Заключение по проведению энергетического обследования предприятия	156
7.11. Экспертиза энергосберегающих проектов	158
7.12. Техническое обеспечение энергетического обследования	158
Приложения	160
Список литературы к разделу 7	171

Раздел 8. Нормирование расходов электроэнергии на промышленных предприятиях

8.1. Основные понятия	172
8.2. Расчеты норм расхода электроэнергии	174
8.3. Контроль показателей электропотребления	178
Список литературы к разделу 8	181

Раздел 9. Расчет электрических нагрузок

9.1. Термины и определения	182
9.2. Методы определения электрических нагрузок	187
9.3. Номинальная мощность	188
9.4. Средние и среднеквадратичные нагрузки	190
9.5. Максимальные нагрузки	191
9.6. Эффективное (приведенное) число электроприемников	192
9.7. Определение средних и среднеквадратичных нагрузок	196
9.8. Расход электроэнергии	199
9.9. Выбор метода определения расчетных нагрузок	202

9.10. Определение расчетной нагрузки по удельным показателям	204
9.11. Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса	205
9.12. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы	205
9.13. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и среднеквадратичному отклонению	206
9.14. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту максимума	208
9.15. Определение расчетной нагрузки отдельных узлов системы	212
9.16. Пиковые нагрузки	216
9.17. Расчет нагрузки жилых зданий	216
9.18. Расчет нагрузки общественных зданий	220
Список литературы к разделу 9	230

Раздел 10. Шинопроводы в системах электроснабжения

10.1. Общие положения	231
10.2. Виды шинопроводов	231
10.3. Преимущества шинопроводных систем	254
Список литературы к разделу 10	255

Раздел 11. Силовые трансформаторы

11.1. Общие сведения	257
11.2. Системы охлаждения силовых трансформаторов	258
11.3. Регулирование напряжения трансформаторов	259

Раздел 12. Качество электрической энергии

12.1. Общие положения	278
12.2. Стандартизация качества электроэнергии	278
12.3. Причины и источники нарушения показателей качества электроэнергии	289
12.4. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников	292
12.5. Мероприятия и технические средства повышения качества электрической энергии	304
12.6. Измерения показателей качества электроэнергии	308
12.7. Сравнение норм ГОСТ 13109—97 с требованиями международных стандартов	308
Список литературы к разделу 12	313

Раздел 13. Динамические компенсаторы искажений напряжения как средство повышения надежности и качества электроснабжения потребителей	314
13.1. Общие положения	314
13.2. Факторы, причины и статистика кратковременных нарушений электроснабжения	315
13.3. Классификация устройств защиты от провалов напряжения	318
13.4. Характеристика провалов напряжения в энергосистемах	322
13.5. Современные устройства повышения надежности и качества электроснабжения потребителей	325
13.6. Техничко-экономическое предложение по поставке ДКИН 10 кВ	339
13.7. Расчет срока окупаемости и экономического эффекта от внедрения ДКИН	344
Заключение и основные выводы	345
Приложение к разделу 13	348
Список литературы к разделу 13	349

Раздел 14. Устройства плавного пуска	350
14.1. Общие положения	350
14.2. Преимущества использования устройств плавного пуска	350
14.3. Устройства плавного пуска производства ОАО ВНИИР	351
14.4. Система безударного пуска электродвигателей высокого напряжения на базе устройств УБПВД	354
14.5. Устройства плавного пуска компании «Solcon Industries Ltd»	358
14.6. Результаты обследования устройств плавного пуска	363

Раздел 15. Источники бесперебойного питания	370
15.1. Общие положения	370
15.2. Источники гарантированного бесперебойного питания компании Eaton (США, торговая марка Powerware)	370
15.3. Источники бесперебойного питания серий ЛИК, ДПК, ДПТ (поставщик ЗАО «Тэнси Техно»)	371
15.4. Агрегаты бесперебойного питания АБП (поставщик ОАО завод «Инвертор»)	375
15.5. Системы бесперебойного питания и гарантированного электроснабжения (поставщик ОАО завод «Инвертор»)	378

Раздел 16. Компенсация реактивной мощности	383
16.1. Общие положения	383
16.2. Источники реактивной мощности	385
16.3. Размещение компенсирующих устройств в распределительных сетях промышленных предприятий	404
16.4. Определение мощности компенсирующих устройств	406
16.5. Компенсация реактивной мощности в сетях с нелинейной нагрузкой	409
16.6. Дополнительные сведения по компенсации реактивной мощности	421
16.7. Конденсаторные установки компенсации реактивной мощности ЗАО ЭТМ	423
16.8. Конденсаторные установки без дополнительных фильтров гармоник	424
16.9. Конденсаторные установки с фильтрами гармоник	425
16.10. Компенсация реактивной мощности асинхронных двигателей	426
16.11. Тиристорные конденсаторные установки	428
16.12. Автоматические установки компенсации реактивной мощности серии EUROBLOCK (EUB) с управлением на контакторах	429
Список литературы к разделу 16	430

Раздел 17. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена	431
17.1. Общая характеристика кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена	431
17.2. Особенности конструкции СПЭ-кабелей, технические характеристики	433
17.3. Выбор СПЭ-кабелей	436
17.4. Арматура СПЭ-кабелей	443
17.5. Технические характеристики муфт	446
Список литературы к разделу 17	450

Раздел 18. Воздушные линии промышленного и сельскохозяйственного назначения	451
18.1. Общая характеристика воздушных линий электропередачи с неизолированными проводами	451
18.2. Технические данные проводов марок А, АС, М	453

18.3. Общая характеристика воздушных линий электропередачи с изолированными проводами	460	20.7. Счетчики электроэнергии «ТРИО», «СОЛО» ОАО ЛЭМЗ	519
18.4. Конструкции и технические характеристики изолированных проводов	462	20.8. Прибор «Энергомонитор 3.3» фирмы «Энергоаудит-2000»	520
18.5. Выбор конструкции изолированных проводов	467	20.9. Прибор ПЭМ-02 НПП «МАРС-Энерго».	521
18.6. Выбор сечений изолированных проводов	470	20.10. Устройства для проверки и калибровки счетчиков электроэнергии (комплекс технических средств) концерна «Энергомера»	521
18.7. Основные технические требования к ВЛИ и ВЛЗ.	474	20.11. Преобразователи измерительные цифровые типа ПЦ 6806 ОАО «НПП Электромеханика».	522
18.8. Классификация, основные параметры и размеры СИП по ГОСТ Р 52373—2005	478	20.12. Современные приборы учета электроэнергии концерна «Энергомера»	524
Список литературы к разделу 18	479		

**Раздел 19. Расчет электрических
нагрузок и выбор рациональных
сечений проводов и жил кабелей
для сельскохозяйственных
потребителей**

19.1. Расчет электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ	480
19.2. Расчет электрических нагрузок в сетях 10—35 кВ	492
19.3. Выбор сечений проводов и жил кабелей.	494
19.4. Выбор сечений проводов по экономическим интервалам	504

**Раздел 20. Счетчики электрической
энергии**

20.1. Счетчики электрической энергии СЭА32, СЭ3000 ОАО Ставропольский радиозавод «Сигнал»	512
20.2. Электронные счетчики электрической энергии ЦЭ6807, СЭТ4, СЭТА ОАО МЭТЗ, ВЗАО АСЭН.	513
20.3. Счетчики типа ЭСч ТМ201 ОАО «Элакс»	515
20.4. Однофазные электронные счетчики электроэнергии ЦЭ2736 ОАО «Энергоучет»	516
20.5. Счетчики электроэнергии ЦЭ6850, ЦЭ6822, ЦЭ6823М, ЦЭ6811, ЦЭ6812, ЦЭ6827, ЦЭ6828, ЦЭ6807Б, ЦЭ6827М концерна «Энергомера».	516
20.6. Современные электронные счетчики для учета потребления электроэнергии в быту и на производстве СЭТ1, СЭТ3 Государственного Рязанского приборного завода	518

**Раздел 21. Измерительные
трансформаторы тока и напряжения**

21.1. Трансформаторы тока	527
21.2. Измерительные трансформаторы напряжения	585
Список литературы к разделу 21	604

Раздел 22. Электрическое освещение

22.1. Термины и определения	605
22.2. Основные светотехнические единицы и соотношения	607
22.3. Источники света	609
22.4. Светильники	638
22.5. Светотехнический расчет	646
22.6. Аварийное освещение.	659
22.7. Экономия электроэнергии в осветительных установках	664
Список литературы к разделу 22	669

Раздел 23. Электробезопасность.

23.1. Действие тока на организм человека	670
23.2. Способы снижения тока, проходящего через человека	671
23.3. Классификация электроприемников по способу защиты от поражения электрическим током	672
23.4. Классификация помещений по условиям поражения электрическим током	673
23.5. Классификация проводящих частей электроустановок и видов прикосновения к частям, находящимся под напряжением	674
23.6. Перечень мер защиты при прямом и косвенном прикосновении.	675
23.7. Классификация систем заземления электроустановок напряжением до 1 кВ и их применение	676

23.8.	Защитное заземление. Заземление в сетях с глухозаземленной и изолированной нейтралью	678
23.9.	Защитное зануление.	679
23.10.	Основная и дополнительная системы уравнивания потенциалов . .	683
23.11.	Устройство защитного отключения, реагирующее на дифференциальный ток	684
23.12.	Защитное электрическое разделение цепей	690
23.13.	Сверхнизкое (малое) напряжение. . . .	693
23.14.	Технические требования к разделительным трансформаторам и безопасным разделительным трансформаторам	695
	Список литературы к разделу 23	696

Раздел 24. Электрооборудование систем электроснабжения напряжением выше 1 кВ.	698
24.1. Назначение и классификация аппаратов высокого напряжения	698
24.2. Элегазовые выключатели	699
24.3. Вакуумные выключатели	705
24.4. Измерительные трансформаторы. . . .	724
24.5. Ограничители перенапряжений	731
24.6. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей распределительных устройств низкого и высокого напряжения.	738

ПРЕДИСЛОВИЕ

Издание первого полного технического справочника по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий связано с громадным развитием электрического хозяйства у каждого потребителя, с ростом актуальности проблемы нормирования и электросбережения, рациональным использованием электрооборудования и освещения.

Создатели предлагаемого справочника — ученики крупного ученого и практика в области промышленной электроэнергетики Анатолия Анатольевича Фёдорова, решили посвятить этот справочник своему учителю, которому 3 января 2007 года исполнилось 100 лет со дня рождения.

Ученики А.А. Фёдорова, среди которых можно назвать таких ученых, как профессора С.И. Гамазин, В.В. Черепанов, В.Г. Сальников, прошли его научную и практическую школу, многие стали ведущими специалистами и известными учеными в области промышленной электроэнергетики.

За долгие годы заведования кафедрой электроснабжения промышленных предприятий МЭИ Анатолий Анатольевич сумел собрать коллектив ведущих специалистов по промышленной электроэнергетике, создать отечественную школу этого направления.

Работы, проводимые на кафедре под руководством профессора А.А. Фёдорова, в области создания научных основ оптимизации электроснабжения промышленных предприятий, исследования качества электрической энергии, а также методов оценки надежности систем электроснабжения, позволили и позволяют создавать рациональные системы электроснабжения. Результаты научно-исследовательских работ отражены в монографиях, учебниках, учебных пособиях, статьях.

Среди них «Справочник по электроснабжению промышленных предприятий», выпущенный издательством «Энергия», монография А.А. Фёдорова «Электроснабжение промышленных предприятий».

Трижды переиздавался с 1951 г. написанный им «Справочник электрика промышленных предприятий», ставший настольной книгой электриков в нашей стране.

За истекшие годы со времени издания «Справочника по электроснабжению и электрооборудованию» под общей редакцией А.А. Фёдорова существенно изменились многие ключевые вопросы электроснабжения.

Именно А.А. Фёдорову принадлежит главная идея, обсуждаемая в процессе реформирования электроэнергетики, о специфических особенностях потребителя, требующего для своей работы качественную электроэнергию и надежное электрооборудование.

Свою главную задачу авторы видели в том, чтобы оказать действенную помощь эксплуатационникам и проектировщикам, выбрать наиболее целесообразные решения, отвечающие современным требованиям по надежности, экономичности систем электроснабжения, обеспечивающих выполнение норм на качество электроэнергии.

Авторы благодарны всем, кто оказывал помощь при работе над рукописью, участвовал в ее обсуждении, давал советы, делал замечания и вносил предложения по ее улучшению.

Авторы считают своим долгом принести глубокую благодарность доценту Э.А. Киреевой за тщательный отбор материала для справочника, его редактирование на стадии подготовки к сдаче в Издательский дом МЭИ.

Авторы глубоко признательны за большую помощь при оформлении рукописи справочника Н.В. Агальцовой.

Материал справочника составили:

Т.В. Анчарова — разд. 22; С.С. Бодрухина — разд. 12 и 21; А.Б. Буре — разд. 16; Г.Ф. Быстрицкий — разд. 1, 2, 3, 4 и 5; Н.А. Ведешенков — разд. 24; С.В. Воронин — разд. 10; С.В. Гужов — разд. 9; Э.А. Киреева — разд. 11, 15 и 20; А.В. Кондратьев — разд. 7; В.Н. Костин — разд. 17 и 18; Т.Б. Лещинская — разд. 19; Ю.В. Матюнина — разд. 6 и 8; С.П. Мокринский — разд. 10; А.Ф. Монахов — разд. 23; Д.Б. Понаровкин — разд. 8; В.М. Пупин — разд. 13 и 14; М.А. Рашевская — разд. 16 и 18; П.И. Семичевский — разд. 19; Г.Р. Титова — разд. 9; А.С. Цырук — разд. 9; С.А. Цырук — разд. 7.

Авторы

ЧАСТЬ 1

**ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Раздел 1

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В базовой и промышленной энергетике для получения электрической и тепловой энергии используются в основном топлива органического происхождения. Все виды органического топлива (горючие) представляют собой углеводородные соединения, в которые входят небольшие количества других веществ.

К *твердому топливу* относят: антрацит, каменный и бурый угли, торф, древесное топливо, сланцы, отходы лесопильных заводов и деревообделочных цехов, а также растительные отходы сельскохозяйственного производства — солому, костру, лузгу и др.

К *жидкому топливу* относят нефть, а также различные продукты ее переработки: бензин, керосин, лигроин, разнообразные масла и остаточный продукт нефтепереработки нефти — мазут.

Более 70 % жидких топлив используется на транспорте — авиация, автомобили, трактора, суда, на железнодорожном транспорте (тепловозы), около 30 % сжигается в виде мазута на тепловых электростанциях и в промышленных котельных.

К *газообразному топливу* относят природный газ, добываемый из недр земли, попутный нефтяной газ, газообразные отходы металлургического производства (коксовый и доменный газ), крекинговый газ, а также генераторный газ, получаемый искусственным путем из твердого топлива в особых газогенераторных установках.

1.2. СОСТАВ ТВЕРДОГО И ЖИДКОГО ТОПЛИВ

Топливо в том виде, в каком оно поступает для сжигания в топку котлов или в двигатели внутреннего сгорания, называется рабочим.

В общем случае в состав рабочего (твердого или жидкого) топлива входят углерод С, водород Н, кислород О, азот N и летучая сера S, а также негорючие минеральные примеси — зола A и влага W.

Для рабочей массы топлива имеет место равенство

$$C^P + H^P + O^P + N^P + S^P + A^P + W^P = 100 \%, \quad (1.1)$$

где C^P , H^P , O^P и т.д. — элементы рабочего топлива в процентах от общей массы топлива.

Влага, содержащаяся в топливе совместно с золой, называется балластом топлива.

В естественных видах ископаемого твердого топлива встречается сера трех разновидностей:

органическая S^O , связанная с другими элементами топлива С, Н, N и О в виде сложных органических соединений;

колчеданная S^K в виде пирита, колчедана FeS_2 ;

сульфатная $S^{сульф}$ в виде солей серной кислоты (гипс, $FeSO_4$ и др.).

Сульфаты представляют собой высокие оксиды серы, поэтому находящаяся в них сера гореть не может. Присутствующие в топливе органическая и колчеданная сера сгорают, образуя токсичный сернистый ангидрид SO_2 и (в небольших количествах) еще более токсичный серный ангидрид SO_3 . Выброс их с продуктами сгорания вызывает загрязнение воздушного бассейна. Органическая и колчеданная сера образуют вместе летучую горючую серу S_d , общее содержание серы в топливе

$$S_{общ} = S^O + S^K + S^{сульф} = S_d + S^{сульф}.$$

В горючую часть топлива входит только летучая сера, остальная сера в горении участия не принимает и может быть отнесена к балласту топлива.

Для правильного представления о тепловых свойствах топлива вводится понятие горючей массы, для которой

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S_{\text{л}}^r = 100 \%,$$

где верхний индекс «г» показывает, что процентный состав отдельных элементов отнесен к горючей массе.

Название «горючая масса» носит условный характер, так как действительно горючими ее элементами являются только *углерод, водород и сера*. Углерод — преобладающий компонент твердых и жидких топлив, в топливах его обычно содержится от 50 до 95 %, тогда как содержание водорода H^r колеблется в пределах от 1 до 11, а серы S^r — от 0 до 8 %. Горючую массу можно характеризовать как топливо, не содержащее золы и в абсолютно сухом состоянии. Содержание азота в горючей массе твердых топлив обычно составляет 1—2 % по массе. Несмотря на столь малое количество, азот является весьма вредным компонентом, поскольку при сгорании азотсодержащих соединений в высокотемпературных топках образуются сильнотоксичные оксиды NO и NO₂ (они образуются также и из атмосферного азота, но в меньшей степени).

Для топлива, содержащего большое количество влаги (бурый уголь, торф, дре-

весное топливо, некоторые растительные отходы), в некоторых случаях удобно использовать понятие сухой массы, т.е. характеризовать состав абсолютно сухого топлива суммой элементов C^c , H^c , O^c , N^c , S^c и A^c . При этом

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S^c + A^c = 100 \%,$$

где верхний индекс «с» показывает, что процентный состав отдельных элементов отнесен к сухой массе.

Для взаимного пересчета массы топлива в соответствии с понятием о массах топлива служат формулы, объединенные в табл. 1.1.

Зольность топлива. Золой называют твердый негорючий остаток, образующийся после сжигания топлива в атмосфере воздуха. Зола может быть в виде сыпучей массы плотностью в среднем 600 кг/м³ и в виде сплавленных пластин и кусков, называемых шлаками, плотностью до 800 кг/м³.

В состав золы большинства видов твердого топлива входят: глинозем Al₂O₃, кремниевая кислота SiO₂, известь CaO, магнезия MgO, щелочь Na₂O, оксиды железа FeO и Fe₂O₃.

Влажность твердого топлива W^p доходит до 50 % и более и определяет экономическую целесообразность использования данного горючего материала и возмож-

Таблица 1.1. Формулы для пересчета состава топлива с одной массы на другую

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива, %		
	рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - (W^p + A^c)}$
Сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^c}$
Горючая	$\frac{100 - (W^p + A^c)}{100}$	$\frac{100 - A^c}{100}$	1

ность его сжигания. Влага снижает температуру в топке и увеличивает объем дымовых газов. Увеличенный объем дымовых газов требует дополнительной энергии на их удаление.

Очевидно, что *влага* является балластной примесью, так как уменьшает тепловую ценность исходного топлива. Кроме того, часть теплоты, выделяемой топливом при его сгорании, расходуется на испарение влаги.

Летучие вещества. При нагревании твердого топлива без доступа воздуха его органическая масса разлагается, в результате чего образуются газы, водяные и смоляные пары и углесодержащий остаток. Суммарное количество выделяющихся *летучих веществ* увеличивается с повышением температуры и времени выдержки, этот процесс в основном заканчивается при 700—800 °С. Выход летучих веществ $V^Г$ (%) на горючую массу является важнейшей характеристикой горючей массы твердого топлива и уменьшается по мере увеличения его возраста. Чем больше выход летучих веществ, т.е. чем больше топлива превращается при нагревании в горючий газ, тем проще зажечь это топливо и легче поддерживать устойчивое горение. Органическая

часть древесины и горючих сланцев при нагревании без доступа воздуха почти целиком переходит в летучие вещества ($V^Г = 85 \div 90$ %), в то время как у антрацитов $V^Г = 3 \div 4$ %. Именно большой выход летучих веществ определяет хорошую горючесть древесины.

Состав некоторых видов твердого топлива представлен в табл. 1.2.

Жидкое топливо. Практически все жидкие топлива получают путем переработки нефти (бензин, керосин, дизельное топливо и мазут). Мазут представляет собой сложную смесь жидких углеводородов, в состав которых входят в основном углерод ($C^P = 84 \div 86$ %) и водород ($H^P = 10 \div 12$ %); $O^P + N^P = 1 \div 2$ %, содержание воды и зольность не превышают 0,2—1,5 %.

Мазуты, полученные из нефти ряда месторождений, могут содержать много серы (до 4,5—5 %), что резко усложняет защиту окружающей среды при их сжигании.

Характеристики основных жидких топлив приведены в табл. 1.3.

Из указанных выше жидких топлив в промышленных и котельных печах сжигаются только топочные мазуты, которые

Таблица 1.2. Примерный состав и теплотехнические характеристики горючей массы основных видов твердого топлива

Топливо	Состав горючей массы, %					Выход летучих веществ $V^Г$, %	Низшая теплота сгорания Q_p^H , МДж/кг
	$C^Г$	$S^Г$	$H^Г$	$O^Г$	$N^Г$		
Древесное топливо	51	—	6,1	42,2	0,6	85	19
Торф	58	0,3	6	33,6	2,5	70	8,12
Горючий сланец	60—75	4—13	7—10	12—17	0,3—1,2	80—90	7,66
Бурый уголь	64—78	0,3—6	3,8—6,3	15,3	0,6—1,6	40—60	27
Каменный уголь	75—90	0,5—6	4—6	2—13	1—2,7	9—50	33
Полуантрацит	90—94	0,5—3	3—4	2—5	1	6—9	34
Антрацит	93—94	2—3	2	1—2	1	3—4	33

Таблица 1.3. Характеристики некоторых жидких топлив, получаемых из нефти

Топливо	Состав горючей массы, %				Зольность сухого топлива A^c , %	Влага рабочего топлива W^p , %	Низшая теплота сгорания (рабочая) Q_n^p , МДж/кг
	Углерод C^r	Водород H^r	Сера S^r	Кислород и азот $O^r + N^r$			
Бензин	85	14,9	0,05	0,05	0	0	43,8
Керосин	86	13,7	0,2	0,1	0	0	43,0
Дизельное	86,3	13,3	0,3	0,1	Следы	Следы	42,4
Солярное	86,5	12,8	0,3	0,4	0,02	Следы	42,0
Моторное	86,5	12,6	0,4	0,5	0,05	1,5	41,5
Мазут:							
малосернистый	86,5	12,5	0,5	0,5	0,1	1,0	41,3
сернистый	85	11,8	2,5	0,7	0,15	1,0	40,2
многосернистый	84	11,5	3,5	0,5	0,1	1,0	40,0

классифицируются по степени их вязкости: М20, М40, М60, М80, М100 и М120, цифры в указанных марках мазута обозначают условную вязкость.

Газообразные топлива. Газообразное топливо по сравнению с другими видами топлива имеет ряд существенных преимуществ. Газообразное топливо сгорает при небольшом избытке воздуха, образуя продукты полного горения без дыма и копоти, не дает твердых остатков; удобно для транспортировки по газопроводам на большие расстояния и позволяет простейшими средствами осуществлять сжигание в установках самых различных конструкций и мощностей. Газообразное топливо делится на естественное и искусственное. Естественное, в свою очередь, делится на природное и нефтепромысловое.

Природный газ получают из чисто газовых месторождений, где он выбрасывается из недр земли под давлением, составляющим иногда 9,8 МПа (100 кгс/см²) и более. Основным его компонентом является метан CH_4 , кроме того, в газе разных месторождений содержатся небольшие количества водорода H_2 , азота N_2 , высших углеводородов C_nH_m , оксида СО и диоксида CO_2 углерода.

При добыче нефти выделяется так называемый *попутный газ*, содержащий меньше метана, чем природный, но больше высших углеводородов и поэтому выделяющий при сгорании больше теплоты. Проблема полного его использования сейчас весьма актуальна.

К искусственным газам относят доменный газ, являющийся продуктом при выплавке чугуна на металлургических заводах; коксовый, образующийся при получении кокса в коксовых батареях; светильный, получаемый при сухой перегонке угля; генераторный, получаемый в газогенераторах.

Коксовый и доменный газ используют главным образом на месте в доменном и других цехах металлургического завода.

В табл. 1.4 представлены состав и теплота сгорания некоторых горючих газов.

Теплота сгорания топлива. Основной характеристикой топлива является теплота сгорания. Теплотой сгорания твердого и жидкого топлива называется количество тепла (кДж), выделяемое 1 кг топлива при его полном сгорании. Теплоту сгорания обозначают буквой Q и измеряют в килоджоулях на 1 кг (кДж/кг), в старой системе МКГСС (метр — кгс — с) — килокалориях на 1 кг (ккал/кг).

Таблица 1.4. Состав и теплота сгорания основных горючих газов

Газ	Состав сухого газа, % по объему								Низшая теплота сгорания газа Q_n^c , МДж/м ³
	CH ₄	H ₂	CO	C _m H _n	O ₂	CO ₂	S	N ₂	
Природный	94,9	—	—	3,8	—	0,4	—	0,9	36,7
Коксовый (очищенный)	22,5	57,5	6,8	1,9	0,8	2,3	0,4	7,8	16,6
Доменный	0,3	2,7	28	—	—	10,2	0,3	58,5	4,0
Сжиженный (ориентировочно)	4	Пропан 79, этан 6, изобутан 11							88,5

Теплоту сгорания газообразного топлива (кДж/м³) относят обычно к 1 м³, взятому при нормальных условиях (0 °С, 760* мм рт. ст.).

Теплота сгорания зависит от химического состава топлива и условий его сжигания.

В соответствии с понятием органической, горючей и других масс топлива она может быть отнесена к той или другой из этих масс. Наибольший практический интерес представляет теплота сгорания рабочей массы топлива Q_n^p .

Низшей теплотой сгорания рабочего топлива Q_n^p называют тепло, выделяемое при полном сгорании 1 кг топлива, за вычетом тепла, затраченного на испарение как влаги, содержащейся в топливе, так и влаги, образующейся от сгорания водорода.

Теплоту сгорания топлива определяют по формулам, учитывающим, что углерод С, водород Н и сера S, участвующие в горении, выделяют определенное количество тепла.

Для определения Q_n^p используют формулу Д.И. Менделеева, которая дает достаточно точные результаты для самых разнообраз-

ных топлив. Формула для определения Q_n^p (кДж/кг) твердого и жидкого топлива имеет вид

$$Q_n^p = 338C^p + 1025H^p - 108,5(O^p - S_d^p) - 25W^p, \quad (1.2)$$

где коэффициенты перед буквами выражают теплоту сгорания отдельных горючих элементов, деленную на 100.

Низшую теплоту сгорания сухого газообразного топлива Q_n^c (кДж/м³) определяют как сумму произведений теплоты сгорания горючих газов на их объемное содержание в смеси:

$$Q_n^c = 127CO + 108H_2 + 358CH_4 + 591C_2H_6 + 911C_3H_8 + 234H_2S. \quad (1.3)$$

Условное топливо. Большая разница в значениях теплоты сгорания различных видов топлива затрудняет в некоторых случаях проведение сравнительных расчетов, например при выявлении запасов топлива, при оценке целесообразности применения разных сортов топлива и пр. Поэтому принято понятие условного топлива. Условным называется такое топливо, теплота сгорания 1 кг или 1 м³ которого равна 29 330 кДж ($Q_{усл}$).

* 1 мм рт. ст. = 133,3 Па.

Для перевода действительного топлива в условное пользуются соотношением (безразмерным коэффициентом)

$$\mathcal{E}_k = \frac{Q_n^p}{29\,330}$$

$$\left(\text{в системе МКГСС } \mathcal{E}_k = \frac{Q_n^p}{7000} \right), \quad (1.4)$$

Таблица 1.5. Калорийные эквиваленты различных видов топлива

Вид топлива	Низшая теплота сгорания Q_n^p , кДж/кг	Калорийный эквивалент $\mathcal{E}_k = \frac{Q_n^p}{Q_{\text{усл}}}$
1. Твердое топливо		
Дрова смешанные	12 580	0,43
Торф фрезерный	8460	0,29
Бурый уголь (Подмосковный бассейн)	10 760	0,37
Бурый уголь (Назаровское месторождение)	13 020	0,44
Антрацит АП (Донецкий бассейн)	24 240	0,83
Сланцы эстонские	10 340	0,35
2. Жидкое топливо		
Нефть сырая	43 000	1,47
Мазут М100 (многосернистый)	40 030	1,37
Мазут М100 (малосернистый)	40 820	1,39
3. Газообразное топливо*		
Природный газ	34 860	1,65
Доменный газ	3770	0,10
Коксовый газ	18 000	1,21
Генераторный водяной газ	10 030	0,30
Сжиженный газ (технический пропан)	93 750	3,20

* Теплота сгорания газообразного топлива приводится в кДж/м³ при нормальных условиях.

где \mathcal{E}_k — калорийный эквивалент, указывающий, какая часть теплоты сгорания условного топлива соответствует низшей теплоте сгорания рассматриваемого топлива (табл. 1.5).

Расход условного топлива

$$B_{\text{усл}} = \frac{B Q_n^p}{Q_{\text{усл}}}, \quad (1.5)$$

где B — расход рассматриваемого топлива; Q_n^p — его теплота сгорания.

1.3. РАСЧЕТЫ ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА

При тепловом расчете топливосжигающих установок (паровых и водогрейных котлов, промышленных огневых печей, двигателей внутреннего сгорания), а также при обработке результатов их испытаний определяют следующие характеристики и величины:

теоретический и действительный расходы воздуха V_0 и V_d , необходимые для сгорания 1 кг твердого и жидкого топлива или 1 м³ газообразного топлива;

состав и объем продуктов сгорания V_r (дымовых газов);

энтальпию дымовых газов при требуемых температурах и коэффициентах избытка воздуха.

Для полного сгорания топлива требуется некоторый избыток воздуха против теоретического расхода. Избыток воздуха характеризуется так называемым коэффициентом избытка α_r (иногда называемым коэффициентом расхода воздуха). Он зависит от способа сжигания топлива, качества смесеобразования топлива с воздухом и ряда других факторов.

Коэффициент избытка воздуха представляет собой отношение действительного расхода воздуха к теоретическому

$$\alpha_r = \frac{V_d}{V_0}. \quad (1.6)$$

При полном сгорании дымовые газы (продукты сгорания) состоят из CO_2 и SO_2 , получившихся при сгорании углерода и летучей серы; водяного пара, образующегося при испарении влаги топлива и сгорании его водорода; азота, подводимого в топку (камеру сгорания) с воздухом, и, наконец, кислорода, не использованного при горении.

Объем продуктов сгорания определяется по формуле

$$V_r = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}. \quad (1.7)$$

При проведении химического анализа дымовых газов содержание CO_2 и SO_2 определяется совместно, поэтому в расчетные формулы вводится сумма количеств CO_2 и SO_2 , обозначаемая символом RO_2 , тогда

$$V_r = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{с.г}} + V_{\text{H}_2\text{O}},$$

где $V_{\text{с.г}}$ — объем сухих дымовых газов:

$$V_{\text{с.г}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}.$$

В табл. 1.6 приведены расчетные формулы для определения объемов воздуха и

Таблица 1.6. Расчетные формулы для определения объемов воздуха и продуктов полного сгорания

Определяемая величина	Объемы для твердого и жидкого топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$	Объемы для газообразного топлива, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$
Теоретически необходимое количество воздуха	$V_0 = [0,0889(\text{C}^{\text{P}} + 0,375 \text{S}^{\text{P}}) + 0,2665 \text{H}^{\text{P}} - 0,033 \text{O}^{\text{P}}](1 + 0,00124 d_{\text{B}})$	$V_0 = 0,0476 \left[0,5 \text{CO} + 0,5 \text{H}_2 + 1,5 \text{H}_2\text{S} + 2 \text{CH}_4 + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \text{C}_m \text{H}_n - \text{O}_2 \right] \times (1 + 0,00124 d_{\text{B}})$
Действительное количество воздуха	$V_{\text{д}} = \alpha_{\text{т}} V_0$	
Количество продуктов полного сгорания	$V_{\text{CO}_2} = 0,0187 \text{C}^{\text{P}};$ $V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,112 \text{H}^{\text{P}} + 0,0124 \text{W}^{\text{P}} + 0,00124 V_{\text{д}} d_{\text{B}};$ $V_{\text{SO}_2} = 0,07 \text{S}^{\text{P}};$ $V_{\text{O}_2} = 0,21(\alpha_{\text{т}} - 1) V_0;$ $V_{\text{N}_2} = 0,008 \text{N}^{\text{P}} + 0,79 V_{\text{д}}$	$V_{\text{CO}_2} = (\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4 + \sum m \text{C}_m \text{H}_n) 0,01;$ $V_{\text{H}_2\text{O}} = (\text{H}_2 + \text{H}_2\text{S} + 2 \text{CH}_4 + \sum \frac{n}{2} \text{C}_m \text{H}_n + 0,124 V_{\text{д}} d_{\text{B}}) 0,01;$ $V_{\text{SO}_2} = 0,01 \text{H}_2\text{S};$ $V_{\text{O}_2} = 0,21(\alpha_{\text{т}} - 1) V_0;$ $V_{\text{N}_2} = (\text{N}_2 + 79 V_{\text{д}}) 0,01$
	$V_r = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{O}_2} + V_{\text{N}_2}$	
Процентный состав продуктов сгорания	$\text{CO}_2 = \frac{V_{\text{CO}_2}}{V_r} 100 \% \text{ и т.д.}$	

Таблица 1.7. Эмпирические формулы для определения V_0 и V_r , $\text{нм}^3/\text{кг}$ или $\text{нм}^3/\text{нм}^3$

Топливо	Теоретически необходимое количество воздуха	Действительное количество продуктов сгорания
Древесное топливо	$V_0 = 4,66 \left(1 - \frac{W^p}{1000} \right)$	$V_r = 5,3 - 4,055 \frac{W^p}{1000} + (\alpha_T - 1)V_0$
Уголь	$V_0 = 0,24 Q_H^p + 0,5$	$V_r = 0,21 Q_H^p + 1,65 + (\alpha_T - 1)V_0$
Жидкое топливо	$V_0 = 0,2 Q_H^p + 2,0$	$V_r = 0,265 Q_H^p + (\alpha_T - 1)V_0$
Газообразное топливо с $Q_H^p < 12 \frac{\text{МДж}}{\text{нм}^3}$	$V_0 = 0,21 Q_H^p$	$V_r = 0,17 Q_H^p + 1,0 + (\alpha_T - 1)V_0$
То же с $Q_H^p > 12 \frac{\text{МДж}}{\text{нм}^3}$	$V_0 = 0,26 Q_H^p - 0,25$	$V_r = 0,27 Q_H^p + 0,25 + (\alpha_T - 1)V_0$
Коксодоменная смесь	$V_0 = 0,24 Q_H^p - 0,2$	$V_r = 0,225 Q_H^p + 0,765 + (\alpha_T - 1)V_0$

Примечание. Q_H^p в $\text{МДж}/\text{кг}$ или $\text{МДж}/\text{нм}^3$ (1 ккал = 4,187 кДж).

Таблица 1.8. Объемная энтальпия газов и воздуха

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	Объемная энтальпия ($c\vartheta$), $\text{кДж}/\text{м}^3$			
	$(c\vartheta)_{\text{RO}_2}$	$(c\vartheta)_{\text{N}_2}$	$(c\vartheta)_{\text{H}_2\text{O}}$	$(c\vartheta)_{\text{возд}}$
100	169	130	151	132
200	357	260	304	266
300	559	392	463	403
400	772	527	626	542
500	996	664	794	684
600	1222	804	967	830
700	1461	946	1147	979
800	1704	1093	1335	1130
900	1951	1243	1542	1281
1000	2202	1394	1725	1436
1200	2717	1695	2131	1754
1400	3240	2009	2558	2676

продуктов полного сгорания для твердых, жидких и газообразных топлив. В этих формулах C^P , H^P , ...; CO , H_2 , CH_4 , ... — содержание соответствующих элементов и компонентов в рабочем топливе, %; α_T — коэффициент избытка воздуха; d_v — влагосодержание сухого воздуха, г/м³ (обычно принимается 10 г/м³).

В случае отсутствия элементарного состава сжигаемого топлива при известных значениях Q_H^P и W^P можно пользоваться эмпирическими формулами табл. 1.7.

Энтальпия газа в общем виде вычисляется как произведение его объема при нормальных условиях на объемную теплоемкость при постоянном давлении и на температуру. Удельная энтальпия (кДж/кг) продуктов сгорания i рассчитывается для твердого и жидкого топлива, а объемная энтальпия (кДж/м³) — для газообразного. Выражается она в виде суммы энтальпий теоретического объема продуктов сгорания i_r^0 и избыточного воздуха $(\alpha_T - 1)i_{\text{возд}}^0$.

Таким образом,

$$i = i_r^0 + (\alpha_T - 1)i_{\text{возд}}^0. \quad (1.8)$$

Объемная энтальпия $c\vartheta$ теоретического объема продуктов сгорания при температуре ϑ (°C) определяется по формуле

$$i_r^0 = V_{RO_2}(c\vartheta)_{CO_2} + V_{N_2}(c\vartheta)_{N_2} + V_{H_2O}(c\vartheta)_{H_2O}.$$

Объемная энтальпия теоретически необходимого количества воздуха

$$i_{\text{возд}}^0 = V_0(c\vartheta)_{\text{возд}}. \quad (1.9)$$

Объемные энтальпии отдельных газов и воздуха определяют по табл. 1.8. Значение i вычисляют для нескольких значений ϑ и α_T .

На основании этих подсчетов строят кривые зависимости i от ϑ для нескольких α_T , по которым можно определить объемную энтальпию дымовых газов при заданных температуре и коэффициенте избытка воздуха.

Раздел 2

ПРОМЫШЛЕННЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Котельная установка состоит из котла и вспомогательного оборудования. Устройства, предназначенные для получения пара или горячей воды повышенного давления за счет теплоты, выделяемой при сжигании топлива, или теплоты, подводимой от посторонних источников (обычно с горячими газами), называют *котельными агрегатами*. Они делятся соответственно на *котлы паровые* и *котлы водогрейные*. Котельные агрегаты, использующие (т.е. утилизирующие) теплоту отходящих из печей газов или других основных или побочных продуктов различных технологических процессов, называют *котлами-утилизаторами*.

В состав котла входят: топка, пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель, каркас, обмуровка, тепловая изоляция, обшивка.

Вспомогательным оборудованием считают: тягодутьевые машины, устройства очистки поверхностей нагрева, топливоприготовление и топливоподачу, оборудование шлако- и золоудаления, золоулавливатели и другие газоочистительные устройства, газовоздухопроводы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматуру, гарнитуру, автоматику, приборы и устройства контроля и защиты, водоподготовительное оборудование и дымовую трубу.

К *арматуре* относят регулирующие и запорные устройства, предохранительные и водопробные клапаны, манометры, водоуказательные приборы.

В *гарнитуру* входят лазы, гляделки, люки, шиберы, заслонки.

Здание, в котором располагаются котлы, называют *котельной*.

Комплекс устройств, включающий в себя котельный агрегат и вспомогательное оборудование, называют *котельной уста-*

новкой. В зависимости от вида сжигаемого топлива и других условий некоторые из указанных элементов вспомогательного оборудования могут отсутствовать.

Котельные установки, снабжающие паром турбины тепловых электрических станций, называют энергетическими. Для снабжения паром производственных потребителей и отопления зданий создают специальные *производственные* и *отопительные котельные установки*.

Технологическая схема котельной установки с барабанным паровым котлом, приведена на рис. 2.1.

Из рис. 2.1 видно, что *барабанный котельный агрегат* состоит из *топочной камеры* и *газоходов*, *барабана*, *поверхностей нагрева*, находящихся под давлением рабочей среды (воды, пароводяной смеси, пара), *воздухоподогревателя*, *соединительных трубопроводов* и *воздуховодов*. Поверхности нагрева, находящиеся под давлением, включают в себя водяной экономайзер, испарительные элементы, образованные в основном экранами топки и фестоном, и пароперегреватель. Все поверхности нагрева котла, в том числе и воздухоподогреватель, как правило, трубчатые. Лишь некоторые мощные паровые котлы имеют воздухоподогреватели иной конструкции.

Нижнюю трапецевидную часть топки котельного агрегата (рис. 2.1) называют холодной воронкой — в ней охлаждается выпадающий из факела частично спекшийся зольный остаток, который в виде шлака проваливается в специальное приемное устройство. Газомазутные котлы не имеют холодной воронки. Газоход, в котором расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель, называют конвективным (*конвективная шахта*), в нем теплота продуктов сгорания (уходящих топочных газов) передается воде и воздуху в

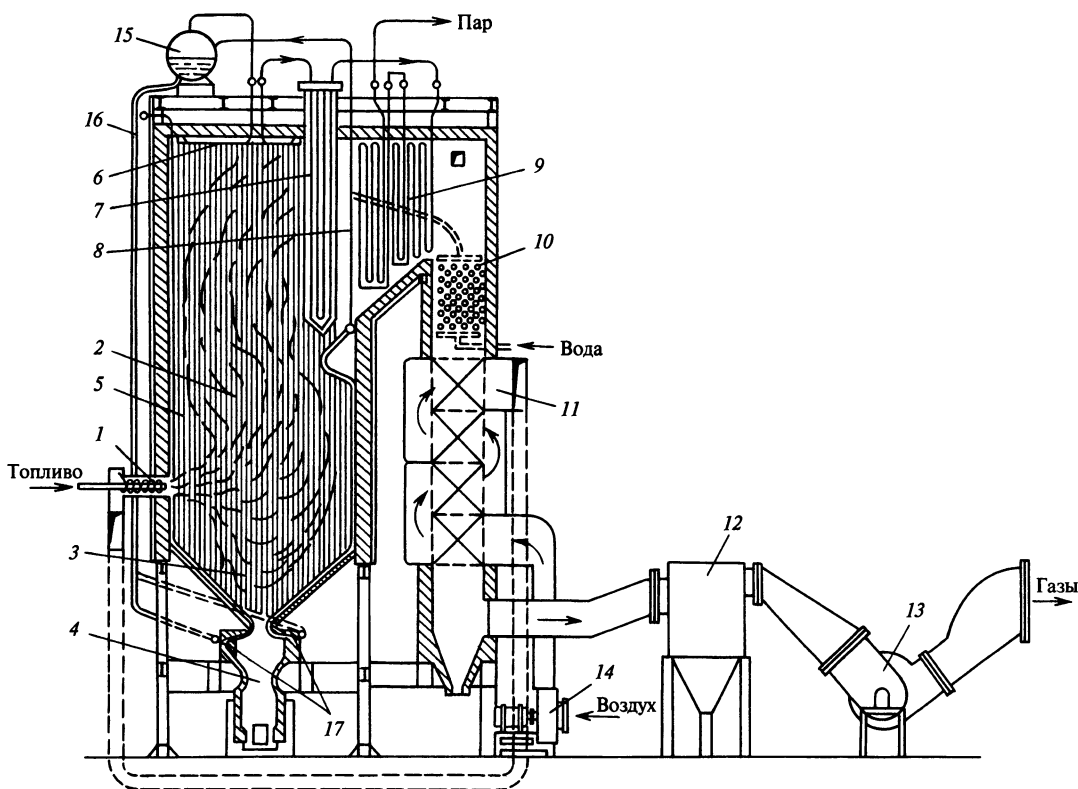


Рис. 2.1. Технологическая схема парового барабанного котла:

1 — горелки; 2 — топочная камера; 3 — холодная воронка; 4 — шлаковый комод; 5 — экран; 6 — радиационный потолочный пароперегреватель; 7 — ширмовый пароперегреватель; 8 — подвесные паропроводящие трубы; 9 — конвективный пароперегреватель; 10 — водяной экономайзер; 11 — воздухоподогреватель; 12 — золоуловитель; 13 — дымосос; 14 — дутьевой вентилятор; 15 — барабан; 16 — опускные трубы; 17 — нижние коллекторы экрана

основном конвекцией. Поверхности нагрева, встроенные в этот газоподъемник и называемые хвостовыми, позволяют снизить температуру продуктов сгорания от 500—700 °С после пароперегревателя почти до 100 °С, т.е. полностью использовать теплоту сжигаемого топлива.

Вся трубная система и барабан котла поддерживаются каркасом, состоящим из колонн и поперечных балок. Топка и газоподъемники защищены от наружных теплопотерь обмуровкой — слоем огнеупорных и изоляционных материалов. С наружной стороны обмуровки стенки котла имеют газонепроницаемую обшивку стальным листом в целях

предотвращения присосов в топку избыточного воздуха и выбивания наружу запыленных горячих продуктов сгорания, содержащих токсичные компоненты.

Параметрами паровых котлов (парогенераторов) являются давление p (МПа), температура t (°С) и количество (расход) пара D (т/ч или кг/с). Водогрейные котлы характеризуются теплопроизводительностью в киловаттах или мегаваттах (в системе МКГСС в Гкал/ч), температурой воды (°С) и давлением подогретой воды (МН/м² или кгс/см²).

2.2. ПАРОВЫЕ КОТЛЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ

В промышленных котельных, снабжающих промышленные предприятия паром низкого давления (до 1,4 МПа), применяются паровые котлы, изготавливаемые отечественной промышленностью, производительностью до 50 т/ч. Котлы выпускаются для сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива.

Основным типом паровых котлов малой производительности, широко распространенных в различных отраслях промышленности, в коммунальном и сельском хозяйстве (пар используется для технологических и отопительно-вентиляционных нужд), а также на электростанциях малой мощности, являются вертикально-водотрубные

котлы серии ДКВР (двухбарабанный вертикальный котел, реконструированный) (рис. 2.2). Основные типоразмеры и параметры котлов ДКВР представлены в табл. 2.1.

Кроме котлов серии ДКВР для технологических нужд промышленных предприятий и систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в настоящее время получили широкое распространение газомазутные (паровые) котлы малой и средней мощности серии Е(ДЕ) и Е(ГМ), производительностью 4—25 т/ч, давлением насыщенного и перегретого пара 1,4—3,9 МПа, температурой 380—440 °С.

Общий вид котла серии Е(ГМ) представлен на рис. 2.3, а основные технические характеристики — в табл. 2.2.

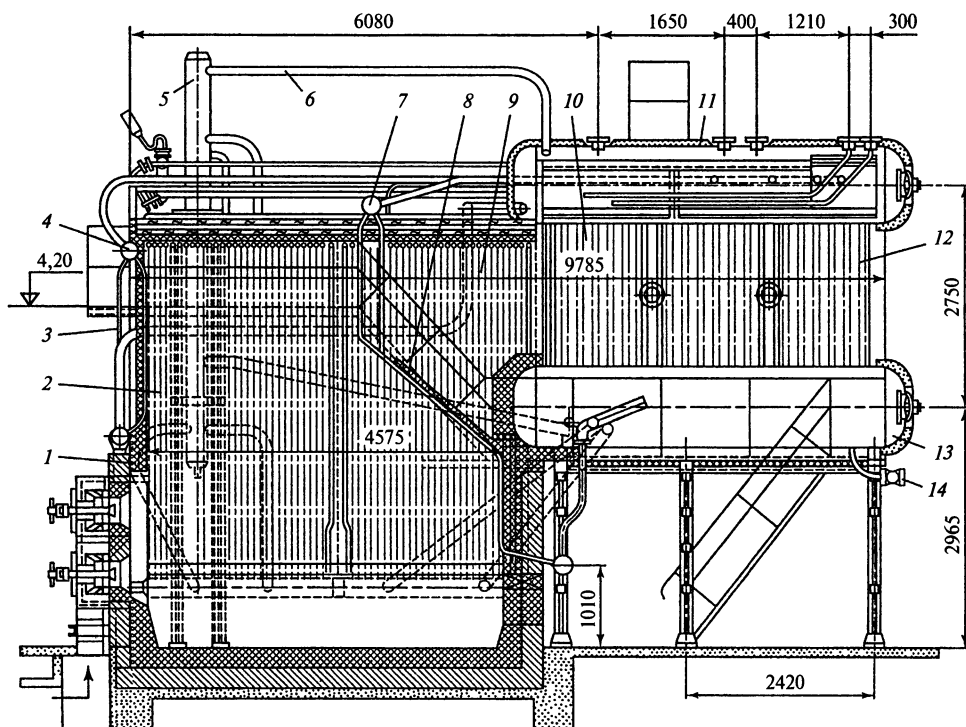


Рис. 2.2. Котел ДКВР-20 с топкой для сжигания газа и мазута в облегченной обмуровке:

1 — водоотводящие трубы; 2 — экранные трубы; 3 — циркуляционные трубы; 4, 7 — коллекторы; 5 — циклон; 6 — труба; 8 — перегородки; 9 — камера догорания; 10 — пароперегреватель; 11 — верхний барабан; 12 — пучок; 13 — нижний барабан; 14 — клапан

Таблица 2.1. Основные данные котлов серии ДКВР производства «Уралкотломаш»
(на жидком и газообразном топливе)

Тип котла	Паропроизводительность, т/ч	Давление пара, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	КПД, % (газ/мазут)	Размеры, мм			Масса, кг
					длина	ширина	высота	
ДКВР-2,5-13	2,5	1,3 (13)	194	90,0/88,8	4120	3200	4343	7068
ДКВР-4-13	4,0	1,3 (13)	194	90,0/88,8	5410	3430	4345	7800
ДКВР-6,5-13	6,5	1,3 (13)	194	91,0/89,5	6520	3830	4345	12200
ДКВР-10-13	10,0	1,3 (13)	194	91,0/89,5	6860	3830	6315	16000
ДКВР-10-13	10,0	1,3 (13)	225	90/88	6860	3830	6315	17000
ДКВР-10-23	10,0	2,3 (23)	220	91/89	6860	3830	6315	17000
ДКВР-10-23	10,0	2,3 (23)	370	90/89	6860	3830	6315	18300
ДКВР-10-39	10,0	3,9 (39)	247	89	7050	3450	6660	30500
ДКВР-10-39	10,0	3,9 (39)	470	89	7050	3450	6660	32700
ДКВР-20-13	20,0	1,3 (13)	194	92/90	9775	3215	7660	43700
ДКВР-20-13	20,0	1,3 (13)	250	91/89	9775	3215	7660	44400
ДКВР-20-23	20,0	2,3 (23)	370	91/89	9775	3215	7660	44400

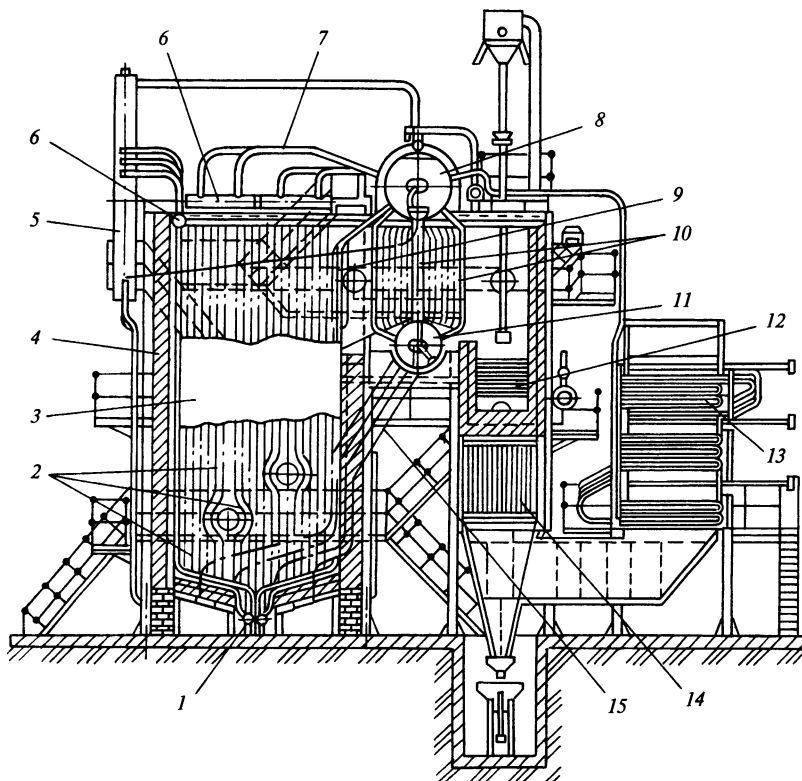


Рис. 2.3. Двухбарабанный паровой котел типа Е(ГМ):

1. 6 — нижний и верхний коллекторы; 2 — трубы топочных экранов; 3 — топочная камера; 4 — обмуровка; 5 — выносной циклон; 7 — отводящие трубы; 8 и 11 — верхний и нижний барабаны; 9 — фестон; 10 — трубы котельного пучка; 12 — пароперегреватель; 13 — экономайзер; 14 — воздухоподогреватель; 15 — опускные трубы

**Таблица 2.2. Технические характеристики паровых газомазутных котлов серии Е(ГМ)
паропроизводительностью 35—75 т/ч**

Характеристика	Тип котла					
	Е-35-ГМ (БГМ-35М)	Е-50-1,4ГМ (ГМ-50-14)	Е-50-1,4ГМ (ГМ-50-14/250)	Е-50-4,0ГМ (БМ-35РФ)	Е-50-4,0ГМ (ГМ-50-40)	Е-75-3,9ГМ (БКЗ-75-39ГМА)
	Газ/мазут	Газ	Мазут	Мазут	Газ/мазут	Газ/мазут
Номинальная производительность, т/ч	35/40	50	50	50	50	75
Давление пара, МПа (кгс/см ²)	4,0 (40)	1,4 (14)	1,4 (14)	4,0 (40)	4,0 (40)	4,0 (40)
Температура, °С:						
перегретого пара	440	—	250	440	440	440
питательной воды	145	100	100	145	145	145
уходящих газов	158/178	126	155	185	188/216	127/180
Расчетный КПД (брутто), %	90,8/90,7	92	91	90	89,6/88,2	92,4/90,36
Гарантийный КПД (брутто), %	—/88,0	—	90	89	87,0/86,0	—/89,0
Сопротивление газового тракта, кПа (кгс/см ²)	0,27 (270)/ /0,23 (230)	3,14 (314)	3,32 (332)	1,22 (122)	0,17 (170)/ /0,19 (190)	—/0,67(67)
Сопротивление воздушного тракта, кПа (кгс/см ²)	2,92 (292)/ /2,93 (293)	3,00 (300)	3,15 (315)	3,09 (309)	3,16 (316)/ /3,2 (320)	—/3,26 (326)
Габаритные размеры котла, мм:						
высшая отметка котла	15 180	14 954	14 954	15 800	15 570	19 375
ширина по осям колонн каркаса	5740	6320	6320	5310	5930	6810
глубина по осям колонн каркаса	9850	14 204	14 204	12 280	9778	9900
Масса котла в объеме заводской поставки, т	128	142	164	173,3	258	259,0

2.3. ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ

Для централизованного теплоснабжения крупных промышленных предприятий, городов и отдельных районов применяются стальные водогрейные котлы большой тепловой мощности.

Водогрейные котлы предназначены для получения горячей воды заданных параметров главным образом для отопления. Они работают по прямоточной схеме с постоянным расходом воды. Конечная температура нагрева определяется условиями поддержания стабильной температуры в жилых и рабочих помещениях, обогреваемых отопительными приборами, через которые и циркулирует вода, нагретая в водогрейном котле. Поэтому при постоянной поверхности отопительных приборов температуру воды, подаваемой в них, повышают при снижении температуры окружающей среды. Обычно воду тепловой сети в котлах подогревают от 70—104 до 150—170 °С. В последнее время имеется тенденция к повышению температуры подогрева воды до 180—200 °С.

Во избежание конденсации водяных паров из уходящих газов и связанной с этим наружной коррозии поверхностей нагрева температура воды на входе в агрегат должна быть выше точки росы для продуктов сгорания. В этом случае температура стенок труб в месте ввода воды также будет не ниже точки росы. Поэтому температура воды на входе не должна быть ниже 60 °С при работе котла на природном газе, 70 °С при работе на малосернистом мазуте и 110 °С при использовании высокосернистого мазута. Поскольку в теплосети вода может охлаждаться до температуры ниже 60 °С, перед входом в агрегат к ней подмешивается некоторое количество уже нагретой в котле (прямой) воды.

Наиболее широкое распространение получили газомазутные котлы типов КВГМ и ПТВМ.

Котлы типа КВГМ (рис. 2.4) тепловой мощностью 4; 6,5; 10; 20 и 30 Гкал/ч (4,8—35 МВт) имеют горизонтально расположенную топку и поверхности нагрева с прямоточным принудительным движением воды. Технические характеристики приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3. Технические характеристики водогрейных котлов типа КВГМ

Параметр	Тип котла		
	КВГМ-10	КВГМ-20	КВГМ-30
Теплопроизводительность, ккал/ч	10×10^6	20×10^6	30×10^6
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	1,0—2,5 (10—25)	1,0—2,5 (10—25)	1,0—2,5 (10—25)
Температура воды, °С:			
на входе	70	70	70
на выходе	150	150	150
Расход воды, т/ч	123,5	247,0	370
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,15	0,23	0,1
Коэффициент полезного действия, %:			
на природном газе	91,8	91,5	91,8
на сернистом мазуте	88,5	88,85	88,6
Температура уходящих газов, °С:			
на природном газе	185	190	195
на сернистом мазуте	230	240	240
Расход топлива:			
на газе, м ³ /ч	1290	2580	3680
на мазуте, кг/ч	1200	2450	3870

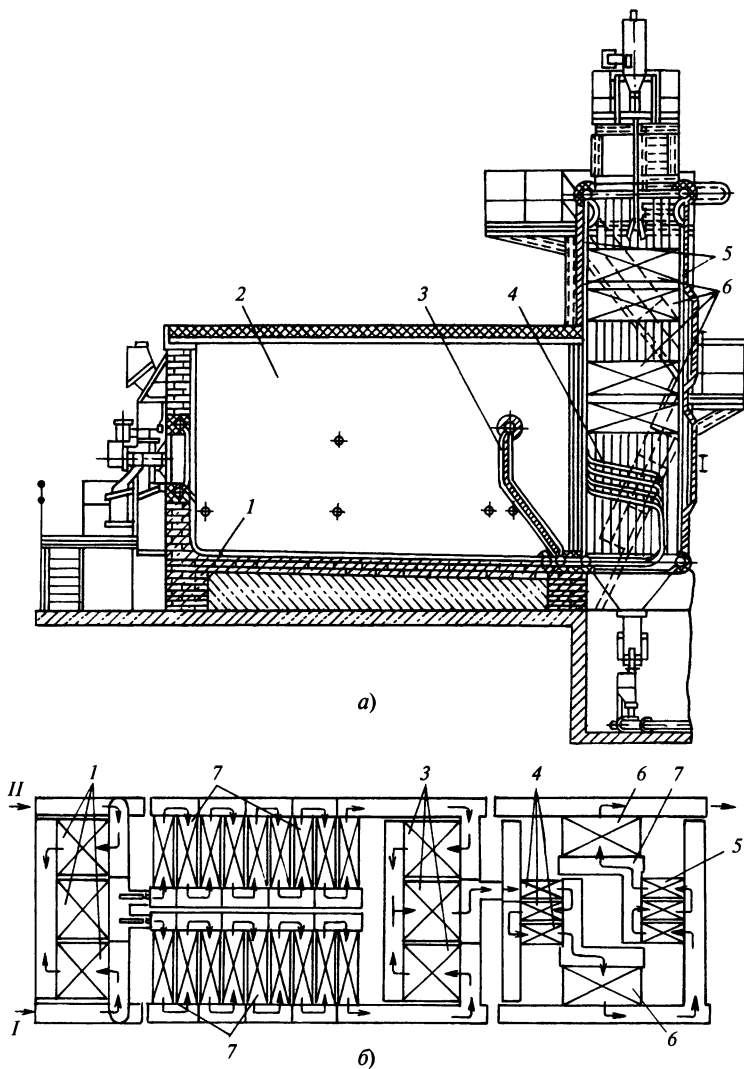


Рис. 2.4. Водогрейный котел КВГМ-20 (а) и схема его пароводяного тракта (б):

1, 3, 7 — подовофронтной, задней и боковые экраны; 2 — топка; 4 — фестон; 5 — экраны конвективной шахты; 6 — конвективные пучки; I, II — потоки воды

Котлы типа ПТВМ теплопроизводительностью 30—180 Гкал/ч (35—210 МВт) выполняют с П-образной (рис. 2.5) и башенной компоновкой (рис. 2.6). Водогрейные котлы ПТВМ-50, ПТВМ-100 и

ПТВМ-180, выполняемые только с башенной компоновкой, имеют экранированную топку и расположенные над ней конвективные поверхности. Технические характеристики приведены в табл. 2.4.

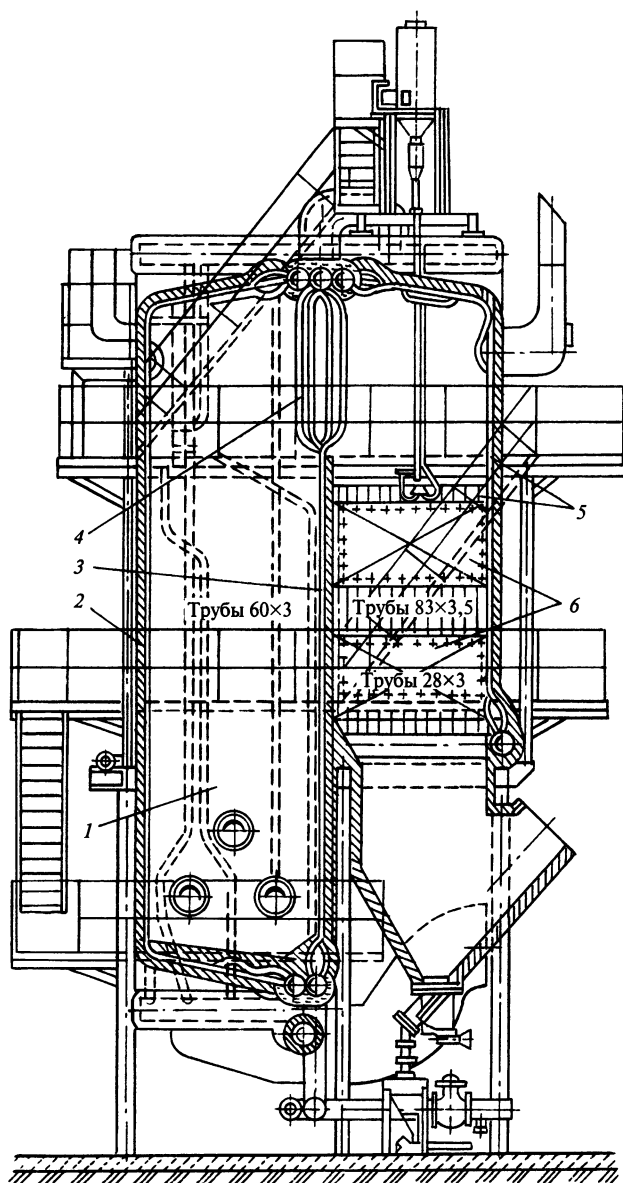


Рис. 2.5. Водогрейный котел ПТВМ-30М:

1 — топка; 2, 3 — фронтальной и задней экраны; 4 — флеш; 5 — экраны конвективной шахты; 6 — ступени конвективной поверхности

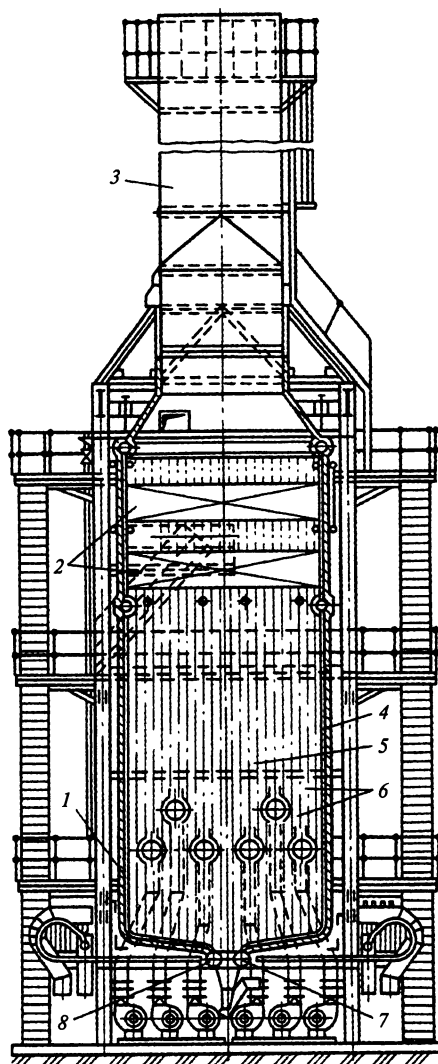


Рис. 2.6. Водогрейный котел ПТВМ-50:

1, 4, 6 — задний, фронтальной и боковые экраны; 2 — конвективные поверхности; 3 — дымовая труба; 5 — топка; 7 — нижний коллектор фронтального экрана; 8 — нижний коллектор заднего экрана

Таблица 2.4. Технические характеристики водогрейных котлов серии ПТВМ

Параметр	Тип котла			
	КВ-ГМ-30-150М (ПТВМ-30М)	ПТВМ-50	ПТВМ-100	ПТВМ-180
Теплопроизводительность, Гкал/ч (МВт)	30 (34,8)	50 (58,2)	100 (116,3)	180 (209)
Давление, МПа (кгс/см ²)	2,5 (25)	2,5 (25)	2,5 (25)	2,5 (25)
Температура воды, °С, на входе:				
в пиковом режиме	104	104	104	110
в основном режиме	70	70	70	70
на выходе	150	150	150	150
Расход воды т/ч:				
в пиковом режиме	495	1250	2140	4420
в основном режиме	375	618	1235	2210
Расчетный КПД котла (брутто) при работе, %:				
на газе	88,7	92,5	92,6	91,7
на мазуте	87,7	91,1	91,3	90,9
Компоновка котла	П-образная	Башенная		
Количество газомазутных горелок, шт.	6	12	16	20
Количество дутьевых вентиляторов и дымососов, шт.	2 вентилятора и 1 дымосос	12 вентиляторов	16 вентиляторов	20 вентиляторов
Габаритные размеры, мм:				
длина	5030	5160	6900	14 400
ширина	4740	5180	5180	7300
высота	5140	13 500	14 450	29 000

Простейшая конфигурация котла и небольшое сопротивление конвективных пакетов позволили работать с естественной тягой, не требующей установки дымо-сосов.

Для нужд отопления и горячего водоснабжения жилых, производственных и административных зданий применяются котлы стальные водогрейные КСВ ЗАО «Запсибгазпром» (завод-изготовитель «Сибмет»).

Котел стальной водогрейный КСВ представляет собой трехходовой жаротрубно-могарный котел, работающий с наддувом.

Воздух для горения подается вентилятором под избыточным давлением, продукты сгорания отводятся из жаровой трубы через поворотную камеру в огневые трубы 2-го хода и далее через дымогонные трубы 3-го хода в сажевую коробку, расположенную в задней части котла, откуда они поступают в дымовую трубу (рис. 2.7).

В качестве топлива можно использовать газ или мазут. Срок службы котла 15 лет.

Основные технические данные котлов КСВ приведены в табл. 2.5 и 2.6, дымососов и вентиляторов к котлам ДКВР — в табл. 2.7.

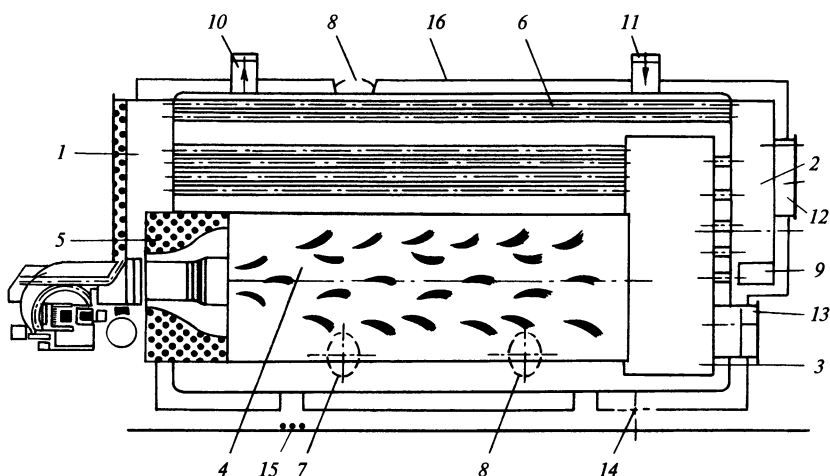


Рис. 2.7. Водогрейный котел КСВ:

1 — передняя крышка; 2 — сажевая коробка; 3 — поворотная камера; 4 — жаровая труба; 5 — горелочный конус с обмуровкой; 6 — дымогарные трубы; 7, 8 — смотровые люки; 9 — люк для очистки; 10 — прямой патрубок; 11 — обратный патрубок; 12 — патрубок дымохода; 13 — взрывной клапан; 14 — дренаж; 15 — основание; 16 — изоляция

Таблица 2.5. Технические данные котлов серии КСВ

Параметр	Тип котла						
	КСВ-0,2	КСВ-0,25	КСВ-0,4	КСВ-0,5	КСВ-1,0	КСВ-2,0	КСВ-3,0
Номинальная теп- лопроизводитель- ность, МВт (Гкал/ч)	0,2	0,25	0,4	0,5 (0,43)	1,0 (0,86)	2,0 (1,72)	3,0 (2,58)
Коэффициент полезного действия, %, не менее	91	91	92	92	91	92	92
Минимальная температура воды на входе, °С	70	70	70	70	70	70	70
Минимальная температура воды на выходе, °С	115	115	115	115	115	115	115
Гидравлическое сопротивление, МПа (кгс/см ²)	0,007 (0,07)	0,01 (0,1)	0,015 (0,15)	0,019 (0,19)	0,01 (0,1)	0,01 (0,1)	0,01 (0,1)
Максимальное рабочее давление воды, МПа (кгс/см ²)	0,5 (5)	0,5 (5)	0,5 (5)	0,5 (5)	0,6 (6)	0,6 (6)	0,6 (6)
Расход топлива (природный газ), м ³ /ч	22	27	44	55	110	220	330

2.3. Водогрейные котлы

Окончание табл. 2.5

Параметр	Тип котла						
	КСВ-0,2	КСВ-0,25	КСВ-0,4	КСВ-0,5	КСВ-1,0	КСВ-2,0	КСВ-3,0
Расход воды, м ³ /ч, не менее	4,6	5,75	9,2	11,5	19,08	32,4	52,2
Объем котла, м ³	0,25	0,28	0,6	0,7	3,5	5,31	7,6
Поверхность нагрева котла, м ²	5,66	6,72	10,8	12,2	37,57	68,69	96,26
Температура наружной поверхности кожуха (теплоизоляции), °С, не более	45	45	45	45	45	45	45
Габаритные размеры, м, не более	1,54×0,8××1,16	1,74×0,8××1,16	2,34×1,0××1,33	2,54×1,0××1,33	4,34×1,72××1,93	4,66×2,18××2,28	4,95×2,49××2,66
Масса котла, кг, не более	270	490	1000	1100	4100	6200	11 500
Категория размещения котла по ГОСТ 15150—69	3	3	3	3	3	3	3
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150—69	УХЛ4	УХЛ4	УХЛ4	УХЛ4	УХЛ4	УХЛ4	УХЛ4
Горелка типа	P30	P30	P60	P60	P72	P91	P520

Таблица 2.6. Технологические и экологические параметры котлов КСВ

Параметр	Фактическая величина	Нормированная величина по ГОСТ
Температура продуктов сгорания на выходе котла, °С	165,0	п. 1.6 ГОСТ 10617—83 не менее 160
Содержание оксида углерода СО в сухих уходящих газах, мг/м ³	0	ГОСТ 10617—83 не более 130
Содержание оксидов азота NO _{3x} в сухих уходящих газах, мг/м ³	127	ГОСТ 10617—83 не более 130
Потери теплоты от химической неполноты сгорания на выходе топki, %	0	п. 1.6.4 ГОСТ 21204—97 не более 0,4
Содержание кислорода О ₂ в сухих уходящих газах, %	2,7	Теоретическая величина 4,0
Содержание оксидов углерода СО ₂ в сухих уходящих газах, %	10,4	Теоретическая величина 11,8 (при работе на газе)

Таблица 2.7. Технические характеристики дымоходов ДН и вентиляторов ВДН ЗАО «Уралкотломаш» к котлам ДКВР

Показатель	ВДН-12,5	ВДН-11,2	ВДН-10	ВДН-9	ВДН-8	ВДН-12,5	ВДН-11,2	ВДН-10	ВДН-9
Диаметр рабочего колеса, мм	1250	1120	1000	900	800	1250	1120	1000	900
Аэродинамические параметры при плотности газов на входе в дымоходы 0,942 кг/м ³									
Производительность, тыс. м ³ /ч	39,1	27,65	19,6	14,65	10,2	39,1	27,65	19,6	14,65
Полное давление, ×10 Па	552	441	304	283	223	446	357	283	230
Мощность на валу, кВт	73,6	42,5	21	14,2	7,9	60	35	20	12
Максимальный КПД, %	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Габаритные размеры									
Длина (вдоль вала), мм	1751	1517	1366	1214	1176	1745	1845	1650	1490
Ширина, мм	2050	1843	1651	1491	1331	2050	1830	1540	1390
Высота, мм	1885	1690	1506	1360	1210	1935	1505	1360	1205
Масса (без электродвигателя), кг, не более	937	827	594	466	417	1056	923	677	536

2.4. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Тепловой баланс парового котла заключается в установлении равенства между поступившим в агрегат при сжигании топлива количеством теплоты, называемым *располагаемой теплотой*, Q_p^p и суммой *использованной теплоты* Q_1 и *тепловых потерь*. На основе теплового баланса находят КПД и расход топлива.

При установившемся режиме работы агрегата тепловой баланс для 1 кг или 1 м³ сжигаемого топлива записывается как

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (2.1)$$

где Q_p^p — располагаемая теплота (рабочая), приходящаяся на 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м³ газообразного топлива, кДж/кг или кДж/м³; Q_1 — использованная теплота, кДж/кг; Q_2 — потери теплоты с уходящими из агрегата газами, кДж/кг; Q_3 — потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, кДж/кг; Q_4 — потери теплоты от механической неполноты сгорания, кДж/кг; Q_5 — потери теплоты в окружающую среду через внешнее ограждение котла, кДж/кг; Q_6 — потери теплоты, кДж/кг, с физической теплотой шлака (рис. 2.8).

В расчетах используется уравнение теплового баланса, выраженное в процентах по отношению к располагаемой теплоте, принимаемой за 100 % ($Q_p^p = 100\%$):

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (2.2)$$

где $q_1 = Q_1 \cdot 100 / Q_p^p$; $q_2 = Q_2 \cdot 100 / Q_p^p$ и т.д.

Располагаемая теплота (рабочая) включает все виды теплоты, внесенной в топку вместе с топливом:

$$Q_p^p = Q_n^p + Q_{ф.т} + Q_{в.вн} + Q_{ф}, \quad (2.3)$$

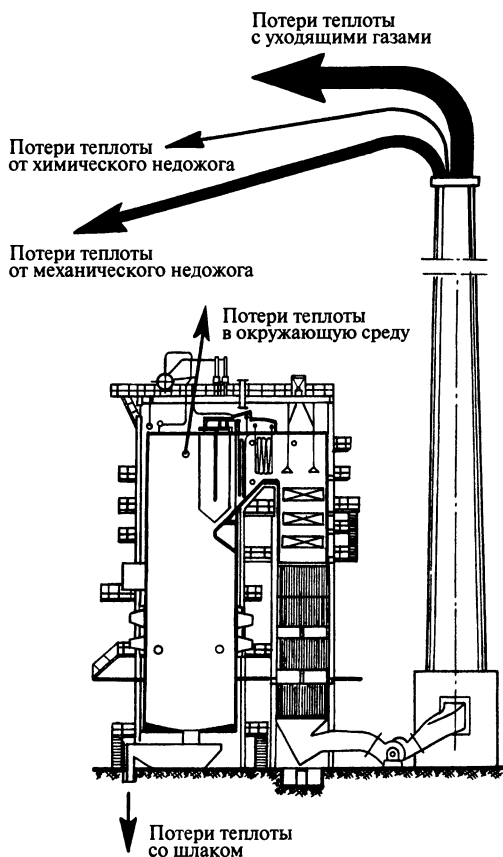


Рис. 2.8. Основные потери теплоты котельного агрегата

где $Q_{ф.т}$ — физическая теплота топлива, включая полученную при подсушке и подогреве; $Q_{в.вн}$ — теплота воздуха, полученная им при подогреве вне котла; $Q_{ф}$ — теплота, вносимая в топку с распыливающим форсуночным паром.

Тепловой баланс котельного агрегата составляют относительно некоторого температурного уровня или относительно некоторой отправной температуры. Если в качестве этой температуры принять температуру воздуха, поступающего в котельный агрегат без подогрева вне котла, не учитывать теплоту парового дутья в форсунках и исключить величину $Q_{ф.т}$, так как она пре-

небрежимо мала по сравнению с теплотой сгорания топлива, то можно принять

$$Q_p^p \approx Q_n^p \text{ (кДж/кг или кДж/м}^3\text{)}.$$

Следует отметить, что в выражении (2.3) не учитывается теплота, вносимая в топку горячим воздухом собственного котла. Дело в том, что это же количество теплоты отдается продуктами сгорания воздуху в воздухоподогревателе в пределах котельного агрегата, т.е. осуществляется своего рода рециркуляция (возврат) теплоты.

Использованная теплота Q_1 воспринимается поверхностями нагрева в топочной камере котла и его конвективных газоходах, передается рабочему телу и расходуется на подогрев воды до температуры фазового перехода, на испарение и перегрев пара. Количество использованной теплоты, приходящейся на 1 кг или 1 м³ сожженного топлива, подсчитывается как

$$Q_1 = \frac{D_1}{B} (i_{п.п} - i_{п.в}) + \frac{D_n}{B} (i'' - i_{п.в}) + \frac{D_{пп}}{B} (i' - i_{п.в}), \quad (2.4)$$

где B — расход топлива, кг/с или м³/с; D_1 , D_n , $D_{пп}$ — соответственно производительность парового котла (расход перегретого пара), расход насыщенного пара, расход котловой воды на продувку, кг/с; $i_{п.п}$, i'' , i' , $i_{п.в}$ — соответственно энтальпия перегретого пара, насыщенного пара, воды на линии насыщения, питательной воды, кДж/кг.

$$\text{При доле продувки } p = \frac{D_{пп} \cdot 100}{D_1} < 2 \%$$

и отсутствии расхода насыщенного пара формула (2.4) принимает вид

$$Q_1 = \frac{D_1}{B} (i_{п.п} - i_{п.в}).$$

Для котельных агрегатов, которые служат для получения горячей воды (водогрейные котлы):

$$Q_1 = \frac{G_v}{B} (i_2 - i_1). \quad (2.5)$$

где G_v — расход горячей воды; i_1 и i_2 — удельные энтальпии воды, соответственно поступающей в котел и выходящей из него, кДж/кг.

2.5. ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ КОТЛА

Эффективность использования топлива определяется в основном полнотой сгорания топлива и глубиной охлаждения продуктов сгорания в паровом котле.

Потери теплоты с уходящими газами Q_2 являются наибольшими и определяются как

$$Q_2 = (i_{yx} - \alpha_{yx} i_{х.в}^0) (100 - q_4), \quad (2.6)$$

где i_{yx} — энтальпия уходящих газов при температуре уходящих газов ϑ_{yx} и избытке воздуха в уходящих газах α_{yx} , кДж/кг или кДж/м³; $i_{х.в}^0$ — энтальпия холодного воздуха при температуре холодного воздуха $t_{х.в}$ и избытке воздуха α_{yx} , кДж/кг или кДж/м³; $(100 - q_4)$ — доля сгоревшего топлива.

Для современных котлов величина q_2 находится в пределах 5—8 % располагаемой теплоты, q_2 возрастает при увеличении ϑ_{yx} , α_{yx} и объема уходящих газов. Снижение ϑ_{yx} примерно на 14—15 °С приводит к уменьшению q_2 на 1 %.

В современных энергетических котельных агрегатах ϑ_{yx} составляет 100—120 °С, производственно-отопительных — 140—180 °С.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива Q_3 — это теплота, которая осталась химически связанной в

продуктах неполного горения и рассчитывается

$$Q_3 = (126,4 \text{ CO} + 108 \text{ H}_2 + 358,2 \text{ CH}_4) \times V_{\text{с.г}} (100 - q_4), \quad (2.7)$$

где CO, H₂, CH₄ — объемное содержание продуктов неполного сгорания по отношению к сухим газам, %; цифры перед CO, H₂, CH₄ — уменьшенная в 100 раз теплота сгорания 1 м³ соответствующего газа, кДж/м³.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания обычно зависят от качества смесеобразования и локальных недостаточных количеств кислорода для полного сгорания. Следовательно, q_3 зависит от α_t . Наименьшие значения α_t , при которых q_3 практически отсутствуют, зависят от вида топлива и организации режима горения.

Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива Q_4 — это теплота топлива, которая при камерном сжигании уносится продуктами сгорания в газоходы котла или остается в шлаке, а при слоевом сжигании и в провале через колосниковую решетку:

$$Q_4 = \left(a_{\text{шл+пр}} \frac{\Gamma_{\text{шл+пр}}}{100 - \Gamma_{\text{шл+пр}}} + a_{\text{ун}} \frac{\Gamma_{\text{ун}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \right) 32,7 A^P, \quad (2.8)$$

где $\Gamma_{\text{шл+пр}}$, $\Gamma_{\text{ун}}$ — содержание горючих соответственно в шлаке, провале и уносе, определяемое взвешиванием и дожиганием в лабораторных условиях проб шлака, провала, уноса, %; $a_{\text{шл+пр}}$, $a_{\text{ун}}$ — соответственно доля золы в шлаке, провале и уносе, определяемая взвешиванием из золowego баланса $a_{\text{шл+пр}} + a_{\text{ун}} = 1$ в долях единицы; 32,7 кДж/кг — теплота сгорания горючих в шлаке, провале и уносе по данным ВТИ; A^P — зольность рабочей массы топлива, %.

Величина q_4 зависит от метода сжигания и способа удаления шлака, а также от свойств топлива. При хорошо отлаженном процессе горения твердого топлива в камерных топках $q_4 \approx 0,3 \div 0,6$ для топлива с большим выходом летучих, для АШ $q_4 \geq 2$ %. При слоевом сжигании для каменных углей $q_4 = 3,5$ (из них 1 % приходится на потери со шлаком, а 2,5 % — с уносом), для бурых углей — $q_4 = 4$ % (табл. 2.8).

Потери теплоты в окружающую среду Q_5 зависят от площади наружной поверхности агрегата и разности температур поверхности и окружающего воздуха. На рис. 2.9 приведены данные, которые показывают, что при росте номинальной нагрузки котла q_5 уменьшается.

Потери теплоты с физической тепловой шлака Q_6 происходят за счет удаления

Таблица 2.8. Средние значения потерь теплоты q_3 и q_4 для различных видов топлива

Тип топки	Топливо	Потери теплоты	
		от химической неполноты сгорания q_3 , %	от механического недожога q_4 , %
Камерная	АШ	0	6,0
	Полуантрациты	0	4,0
	Тощие угли	0	2,0
	Каменные угли	0,5	2—3
	Бурые угли	0,5	1—2
Слоевая	Фрезерный торф	0,5	1—2
	Антрацит	0,5	10,0
	Каменный уголь	1,0	6,0
	Бурые угли	0,5—1	7,0
Камерная	Мазут, природный газ	1,0	0

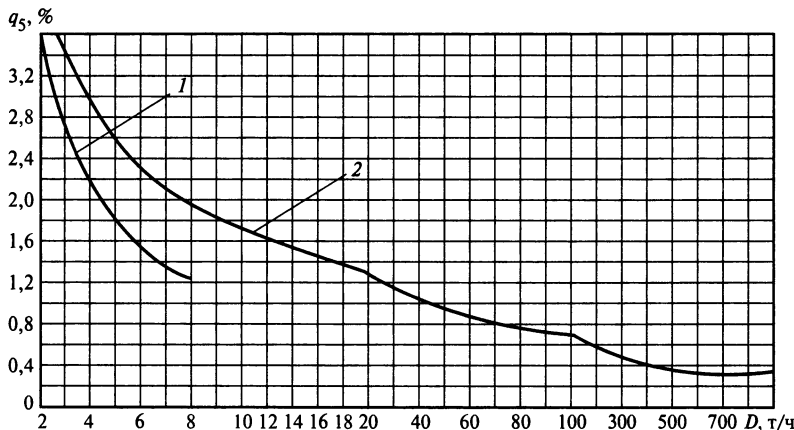


Рис. 2.9. Потери теплоты q_5 на наружное охлаждение котельного агрегата:

1 — собственно котел без хвостовых поверхностей; 2 — котельный агрегат с хвостовыми поверхностями

из топки шлака, температура которого может быть достаточно высокой. В пылеугольных топках с твердым шлакоудалением температура шлака 600—700 °С, а с жидким — 1500—1600 °С.

Потери теплоты Q_6 (кДж/кг) рассчитываются по формуле

$$Q_6 = a_{\text{шл}} \frac{A^p}{100} c_{\text{шл}} t_{\text{шл}}, \quad (2.9)$$

где, кроме указанных ранее величин, $c_{\text{шл}}$ — теплоемкость шлака, зависящая от температуры шлака $t_{\text{шл}}$. Так, для 600 °С $c_{\text{шл}} = 0,930$ кДж/(кг·К), для 1600 °С — 1,172 кДж/(кг·К).

2.6. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ И РАСХОД ТОПЛИВА

Совершенство тепловой работы парового котла оценивается коэффициентом полезного действия брутто $\eta_k^{\text{бр}}$, %. По прямому балансу

$$\eta_k^{\text{бр}} = q_1 = \frac{Q_1 \cdot 100}{Q_p^p} = \frac{Q_k}{Q_p^p B}, \quad (2.10)$$

где Q_k — теплота, полезно отданная котлу и выраженная через тепловосприятие поверхностей нагрева, кДж/с:

$$Q_k = D(i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) + D_{\text{пр}}(i' - i_{\text{п.в}}) + Q_{\text{ст}},$$

где $Q_{\text{ст}}$ — теплосодержание воды или воздуха, подогреваемых в котле и отдаваемых на сторону. Теплота продувки учитывается только для паропроизводительности $D_{\text{пр}} > 2\%D$.

Коэффициент полезного действия котла (%) рассчитывают по обратному балансу:

$$\eta_k^{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (2.11)$$

Метод прямого баланса менее точен в основном из-за трудностей при определении в эксплуатации больших масс расходомерного топлива. Тепловые потери определяются с большой точностью, и поэтому метод обратного баланса нашел преимущественное распространение при определении КПД.

Кроме КПД брутто, используется КПД нетто, показывающий эксплуатационное совершенство агрегата:

$$\eta_k^{\text{н}} = \eta_k^{\text{бр}} - q_{\text{с.н}}, \quad (2.12)$$

где $q_{\text{с.н}}$ — суммарный расход теплоты на собственные нужды котла, т.е. расход

электрической энергии на привод вспомогательных механизмов (вентиляторов, насосов и т.п.), расход пара на обдувку и распыл мазута, подсчитанных в процентах от располагаемой теплоты.

Из выражения (2.10) определяется расход подаваемого в топку топлива B (кг/с или м³/с):

$$B = \frac{Q_k \cdot 100}{Q_p^p \eta_k^{6p}}. \quad (2.13)$$

Так как часть топлива теряется с механическим недожогом, то при всех вычислениях объемов воздуха, продуктов сгорания и энтальпий используется расчетный расход топлива B_p (кг/с), учитывающий механическую неполноту сгорания:

$$B_p = B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right). \quad (2.14)$$

Следует заметить, что при сжигании в котлах жидкого и газообразного топлив $Q_4 = 0$ и $Q_6 = 0$.

Раздел 3

НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ МАШИН

Нагнетательными машинами (нагнетателями) называются машины, служащие для перемещения жидкости и газов и повышения их потенциальной и кинетической энергии.

Известно, что большинство современных технологических процессов связано с перемещением потоков жидких и газообразных сред, и поэтому нагнетатели имеют очень широкое применение во всех отраслях промышленности, сельском и коммунальном хозяйстве.

В зависимости от вида перемещаемого рабочего тела нагнетательные машины подразделяются на две большие группы: *насосы* — машины, подающие жидкости; *вентиляторы* и *компрессоры* — машины, подающие воздух и технические газы.

Вентилятор — машина, перемещающая газовую среду при степени повышения давления $\varepsilon_p < 1,15$ (степень повышения давления ε_p — отношение давления газовой среды на выходе из машины к давлению ее на входе).

Компрессор — машина, сжимающая газ с $\varepsilon_p \gg 1,15$ и имеющая искусственное (обычно водяное) охлаждение полостей, в которых происходит сжатие газов.

Согласно ГОСТ 17398—72 нагнетатели (насосы) подразделяются на две основные группы: *насосы динамические* и *объемные*.

В динамических нагнетателях передача энергии жидкости или газу происходит путем работы массовых сил потока в полости, постоянно соединенной с входом и выходом нагнетателя.

В объемных нагнетателях повышение энергии рабочего тела (жидкости или газа) достигается силовым воздействием твердых тел, например поршней в поршневых машинах в рабочем пространстве цилиндра, периодически соединяемых с помощью клапанов с входом и выходом нагнетателя.

Основные параметры. Основными параметрами, характеризующими работу нагнетательных машин, являются подача (расход), давление и напор. Энергия, сообщаемая потоку жидкости или газа нагнетательной машиной, определяется указанными величинами и плотностью подаваемой среды. Гидродинамическое и механическое совершенство машины характеризуется ее полным КПД.

Подача (расход) — количество жидкости (газа), перемещаемое машиной в единицу времени. Количество газа, подаваемого вентилятором и компрессором, принято называть производительностью.

Если подачу измеряют в единицах объема, то ее называют объемной и обозначают Q . Системой СИ введена массовая подача M (кг/с) — масса жидкости (газа), подаваемая машиной в единицу времени. Очевидно, что

$$M = \rho Q,$$

где ρ — плотность среды кг/м³; Q — объемная подача, м³/с.

В компрессорах из-за значительного повышения давления плотность газа по длине проточной полости возрастает, а объемная производительность уменьшается, поэтому принято объемную производительность компрессоров исчислять по физическим условиям входа в компрессор: $T_{вх} = 293$ К; $p_{вх} = 0,102$ МПа; $\rho_v = 1,2$ кг/м³ (для воздуха).

Давление, развиваемое насосом, определяется уравнением сохранения энергии (уравнением Бернулли)

$$p = p_n - p_b + \frac{c_n^2 - c_b^2}{2} \rho + \rho g(z_n - z_b), \quad (3.1)$$

где p_n , p_b — соответственно давление жидкости на стороне нагнетания (конечное) и входе в насос, Па; ρ — плотность жидкости, подаваемой насосом, кг/м³; c_n , c_b — средние скорости потока на выходе и входе, м/с; z_n , z_b — высоты расположения центров выходного и входного сечений насоса, м; g — ускорение свободного падения.

Напором насоса H называется приращение энергии, получаемой каждым килограммом жидкости, проходящей через насос, т.е. разность удельных энергий жидкости между нагнетательным и всасывающим патрубками насоса; выражается в метрах столба перекачиваемой жидкости, уравновешивающего давление p (рис. 3.1):

$$H = E_n - E_b = \frac{p_n - p_b}{\rho g} + (z_n - z_b) + \frac{c_n^2 - c_b^2}{2g}. \quad (3.2)$$

В нагнетателях, подающих жидкости, влияние второго и третьего членов уравнения (3.2) незначительно, и можно пользоваться формулой

$$H \approx \frac{p_n - p_b}{\rho g} = \frac{p}{\rho g}. \quad (3.3)$$

Напор вентиляторов принято выражать условно в миллиметрах водяного столба. Давление, развиваемое вентиляторами, измеряется в паскалях. Следует иметь в виду, что напор в 1 мм вод. ст. эквивалентен давлению 9,81 Па.

Энергетическое совершенство нагнетателей характеризуется их удельной полезной работой L_n (Дж/кг), т.е. расходом энергии на 1 кг массы подаваемой жидкости (газа):

$$L_n = p/\rho = gH.$$

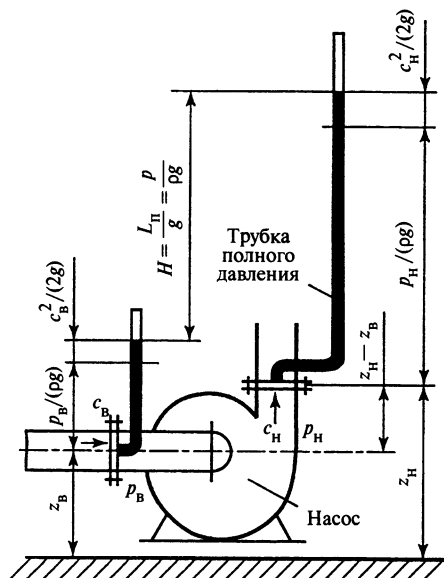


Рис. 3.1. Напор, развиваемый нагнетателем (насосом)

Работа, подводимая на вал нагнетателя, L_b (Дж/кг), называется удельной работой. Из-за потерь энергии в нагнетателе $L_b > L_n$.

Удельная работа компрессоров определяется видом термодинамического процесса, свойственного данному типу компрессора.

Полезная мощность нагнетателя (кВт) — энергия, сообщаемая нагнетателем рабочему телу в 1 с, определяется соотношением:

$$N_n = \frac{ML_n}{1000},$$

или

$$N_n = \frac{\rho Q g H}{1000}. \quad (3.4)$$

В системе МКГСС (основные единицы — метр, килограмм, секунда) N_n (кВт) определяется по формуле:

$$N_n = \frac{\gamma Q H}{102}, \quad (3.5)$$

где γ — удельный вес нагнетаемой среды, кг/м³.

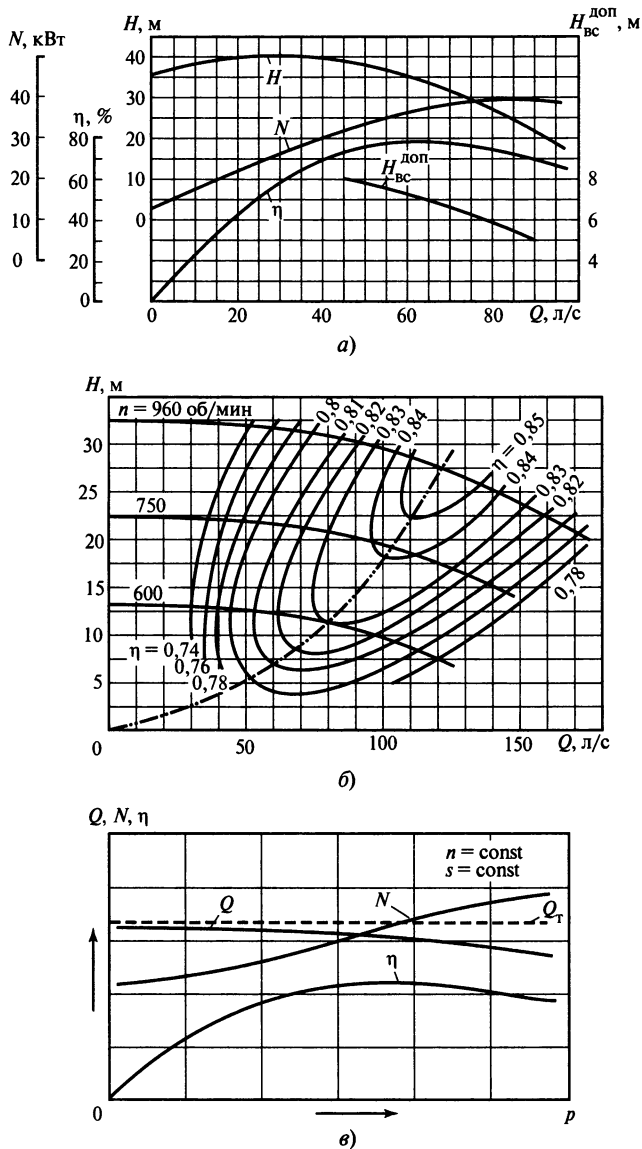


Рис. 3.2. Рабочие характеристики нагнетателей:

a — центробежный насос; b — центробежный насос при изменении частоты вращения; c — поршневой насос; n — частота вращения; s — ход поршня; Q_t — теоретический расход

Для компрессоров $N_{\text{п}}$ (кВт) определяется соотношением:

$$N_{\text{п}} = \frac{\rho Q L_{\text{п}}}{1000} \quad (3.6)$$

Мощность, подводимую на вал нагнетателя от приводного двигателя, называют мощностью нагнетателя на валу $N_{\text{в}}$ (кВт).

Коэффициентом полезного действия нагнетателя называют отношение полезной мощности к мощности на валу:

$$\eta = \frac{N_{\text{п}}}{N_{\text{в}}}$$

или

$$N_{\text{в}} = \frac{N_{\text{п}}}{\eta} = \frac{\rho Q g H}{1000 \eta}, \quad (3.7)$$

где η — коэффициент полезного действия нагнетателя (насосов и вентиляторов), который выражают как произведение трех коэффициентов, характеризующих отдельные виды потерь энергии в нагнетателе:

$$\eta = \eta_{\text{г}} \eta_{\text{об}} \eta_{\text{мех}}, \quad (3.8)$$

где $\eta_{\text{г}}$ — гидравлический КПД — отношение полезной мощности к сумме мощностей — полезной и затрачиваемой на преодоление гидравлических сопротивлений в насосе (обычно 0,90—0,96); $\eta_{\text{об}}$ — объемный КПД насоса — отношение полезной мощности к сумме мощностей — полезной и теряемой вследствие внутренних протечек через зазоры и концевые уплотнения насоса (в обычных конструкциях центробежных насосов 0,96—0,98); $\eta_{\text{мех}}$ — механический КПД, характеризующий потери энергии от механического трения в подшипниках и уплотнениях насоса и потери энергии при трении нерабочих поверхностей колес о жидкость (в зависимости от конструкции насоса 0,80—0,94).

Значения КПД современных динамических насосов лежат в пределах 0,6 — 0,9.

Основными техническими параметрами, характеризующими работу насоса, как отмечалось выше, являются: напор, подача, потребляемая мощность, коэффициент полезного действия, частота вращения и высота всасывания насоса. Из указанных параметров насоса подача и частота вращения являются независимыми переменными, остальные параметры находятся в функциональной зависимости от подачи и частоты вращения насоса.

Взаимосвязь параметров в различных режимах работы насоса изображается графически в виде характеристик. Характеристики насоса обычно представляются в виде функциональных зависимостей напора, мощности, высоты всасывания $H_{\text{вс}}$ и КПД от подачи насоса при одной или нескольких частотах вращения. Характеристики, представленные кривыми $H = f_1(Q)$, $N = f_2(Q)$, $H_{\text{вс}}^{\text{доп}} = f_3(Q)$, $\eta = f_4(Q)$ при определении и постоянной частоте вращения ($n = \text{const}$), называются нормальными характеристиками насоса (рис. 3.2, а). Характеристики, представленные аналогичными кривыми H , N , $H_{\text{вс}}^{\text{доп}}$, $\eta = F(Q)$ для различных частот вращения, называются универсальными характеристиками насоса (рис. 3.2, б).

Для объемных нагнетателей (насосов) характеристиками называются зависимости основных параметров от давления (рис. 3.2, в).

При изменении частоты вращения центробежного (динамического) насоса и вентилятора основные параметры в соответствии с теорией подобия определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} Q &= Q_1 \frac{n}{n_1}; & H &= H_1 \left(\frac{n}{n_1} \right)^2; \\ N_{\text{п}} &= N_{\text{п1}} \left(\frac{n}{n_1} \right)^3. \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ПРИВОДНОГО ДВИГАТЕЛЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА И ВЕНТИЛЯТОРА

Исходными данными для определения требуемой мощности электродвигателя $N_{\text{дв}}$ (кВт) являются подача насоса в секунду Q (м³/с) и напор H (м). Подачу и напор насоса принимают по режимной (рабочей) точке работы системы «насосы — сеть».

Мощность на валу насоса обычно указывают в паспорте насоса или в каталоге. Ее величина, взятая с запасом, соответствует подаче и напору для предельных точек рабочей части характеристики насосов данного типа.

Однако не всегда расчетные параметры подачи и напора совпадают с параметрами характеристики $H = f(Q)$. В этих случаях возникает необходимость в определении мощности на валу насоса и требуемой мощности приводного двигателя.

Мощность приводного двигателя насоса принимают больше мощности, потребляемой насосом, на случай перегрузок от неучтенных условий работы.

При непосредственном соединении вала насоса с валом электродвигателя

$$N_{\text{дв}} = \frac{\rho g Q H}{1000 \eta} m; \quad (3.10)$$

при соединении приводного двигателя насоса через промежуточную передачу

$$N_{\text{дв}} = \frac{\rho g Q H}{1000 \eta \eta_{\text{пр}}} m, \quad (3.11)$$

где m — коэффициент запаса мощности; $\eta_{\text{пр}}$ — КПД передачи, принимаемый по паспорту.

В соответствии с ГОСТ 12878—67 коэффициент запаса мощности m принимают в зависимости от мощности на валу насоса $N_{\text{в}}$:

$N_{\text{в}}$	до 20	от 20 до 50	от 50 до 300	свыше 300
m	1,25	1,2	1,15	1,1

3.3. ВИДЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

На рис. 3.3 и 3.4 представлены насосы консольного типа К и с двухсторонним подводом типа Д, их основные данные приведены в табл. 3.1 и 3.2.

Центробежные насосы типа К применяются для подачи конденсата, химически очищенной, циркуляционной и сетевой воды. Насосы типа К очень компактны, имеют малую массу и широко используются в промышленности, на транспорте, в городском и сельском хозяйстве, а также в качестве циркуляционных в системе центрального отопления.

Насосы двухстороннего входа типа Д (табл. 3.3) являются наиболее распространенными насосами после консольных. Их применяют на насосных станциях городского и промышленного водоснабжения.

Таблица 3.1. Параметры одноступенчатых центробежных насосов типа К (по ГОСТ 22247—76Е)

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас $z_{\text{доп}}$, м	Частота вращения n , об/мин	Потребляемая мощность N , кВт	КПД, %
K8/18	8	19	4,0	2900	0,8	51
K20/30	20	30	4,0	2900	2,65	63
K45/55	45	55	4,5	2900	10,5	64
K45/30	45	30	4,5	2900	5,4	70
K90/85	90	85	5,5	2900	33	65
K90/35	90	35	5,5	2900	11	77
K90/20	90	20	5,5	2900	6,5	78
K160/30	160	30	4,5	1450	18	78
K160/20	160	20	4,5	1450	10,9	81
K290/30	290	30	4,5	1450	28	82
K290/18	290	18	4,5	1450	16,5	84

3.3. Виды и характеристики центробежных насосов

Таблица 3.2. Параметры насосов АК, $n = 2900$ об/мин

Тип насоса	Мощность электродвигателя, кВт	Подача Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	КПД, %	Масса, кг
АК 32-160/177/7,5/2	7,5	35,5	29,5	60,4	175
АК 32-200.1/207/7,5/2	7,5	44	20	47,3	185
АК 32-200/190/7,5/2	7,5	25	38	58,4	185
АК 32-200/200/7,5/2	7,5	28	42	57,5	185
АК 32-200/210/11,0/2	11,0	31	47,5	58,5	230
АК 32-200/219/11,0/2	11,0	34,5	53	61,3	230
АК 40-160/161/7,5/2	7,5	45	29,5	68,5	165
АК 40-160/169/7,5/2	7,5	33,5	48,5	70,0	165
АК 40-160/177/11,0/2	11,0	54	37	70,6	200
АК 40-200/180/7,5/2	7,5	41	33	67,7	176
АК 40-200/190/11,0/2	11,0	44	37,5	67,5	235
АК 40-200/200/11,0/2	11,0	47	42	66,9	235
АК 40-200/210/15,0/2	15,0	52	46,5	67,9	235
АК 40-200/219/15,0/2	15,0	57	50,5	68,6	235
АК 40-250/220/15,0/2	15,0	52	52,5	61,5	260
АК 40-250/230/18,5/2	18,5	55	57,5	61,6	280
АК 40-250/240/18,5/2	18,5	57,5	63	61,6	280
АК 40-250/250/22,0/2	22,0	60,5	69	61,7	331
АК 40-250/260/30,0/2	30,0	60	78	61,8	435
АК 50-160/137/7,5/2	7,5	67,5	20	74,5	168
АК 50-160/145/7,5/2	7,5	73	23	75,8	168
АК 50-160/153/11,0/2	11,0	75	26	76,3	228
АК 50-160/161/11,0/2	11,0	80	29,5	76,1	228
АК 50-160/169/15,0/2	15,0	85	33	75,8	248
АК 50-160/177/15,0/2	15,0	87	37	76,0	248
АК 50-200/170/11,0/2	11,0	55	33	71,6	252
АК 50-200/180/15,0/2	15,0	62,5	37	71,7	252
АК 50-200/190/15,0/2	15,0	67,5	41	71,7	252
АК 50-200/200/18,5/2	18,5	73	46	71,8	272
АК 50-200/210/18,5/2	18,5	77	50,5	71,8	272
АК 50-200/219/22,0/2	22,0	82,5	55,5	71,8	303
АК 50-250/220/22,0/2	22,0	72	55,5	67,5	334
АК 50-250/230/30,0/2	30,0	75,5	61	67,9	396
АК 50-250/240/30,0/2	30,0	81	66	68,9	396

Тип насоса	Мощность электродвигателя, кВт	Подача Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	КПД, %	Масса, кг
АК 50-250/250/30,0/2	30,0	85	72,5	69,5	396
АК 50-250/263/37,0/2	37,0	92	79	69,3	402
АК 65-160/137/7,5/2	7,5	86	18,5	75,4	202
АК 65-160/145/11,0/2	11,0	92	21,7	76,1	254
АК 65-160/153/11,0/2	11,0	101	24,5	77,5	254
АК 65-160/161/15,0/2	15,0	110	27,1	78,0	264
АК 65-160/169/15,0/2	15,0	117	30,5	78,9	264
АК 65-160/177/18,5/2	18,5	121	34,6	79,7	282
АК 65-200/170/15,0/2	15,0	86	33	75,7	286
АК 65-200/180/18,5/2	18,5	97	37,5	75,9	306
АК 65-200/190/22,0/2	22,0	105	42,5	76,6	322
АК 65-200/200/30,0/2	30,0	112	48,5	77,4	384
АК 65-200/210/30,0/2	30,0	121	53	77,5	384
АК 65-200/219/30,0/2	30,0	123	59	78,2	384
АК 65-250/220/30,0/2	30,0	102	54	69,9	442
АК 65-250/230/30,0/2	30,0	110	59,5	70,7	442
АК 65-250/240/37,0/2	37,0	116	65	70,8	442
АК 65-250/250/45,0/2	45,0	121	71,5	71,6	510
АК 65-315/270/45,0/2	45,0	95	83	61,6	538
АК 80-160/147/127/11,0/2	11,0	155	16,5	71,8	251
АК 80-160/153/136/15,0/2	15,0	163	19	73,7	251
АК 80-160/153/18,5/2	18,5	165	22	74,9	271
АК 80-160/161/22,0/2	22,0	167	25,2	75,9	322
АК 80-160/169/22,0/2	22,0	183	29	76,9	322
АК 80-160/177/30,0/2	30,0	199	33	78,9	380
АК 80-200/170/22,0/2	22,0	151	29	73,0	362
АК 80-200/180/30,0/2	30,0	161	35,2	74,9	432
АК 80-200/190/37,0/2	37,0	170	40	76,0	432
АК 80-200/200/37,0/2	37,0	180	45,5	77,4	432
АК 80-200/210/45,0/2	45,0	190	50,5	78,0	494
АК 80-250/220/45,0/2	45,0	172	57	74,8	514
АК 100-200/180/37,0/2	37,0	251	32,5	77,1	442
АК 100-200/190/45,0/2	45,0	270	37	78,1	504

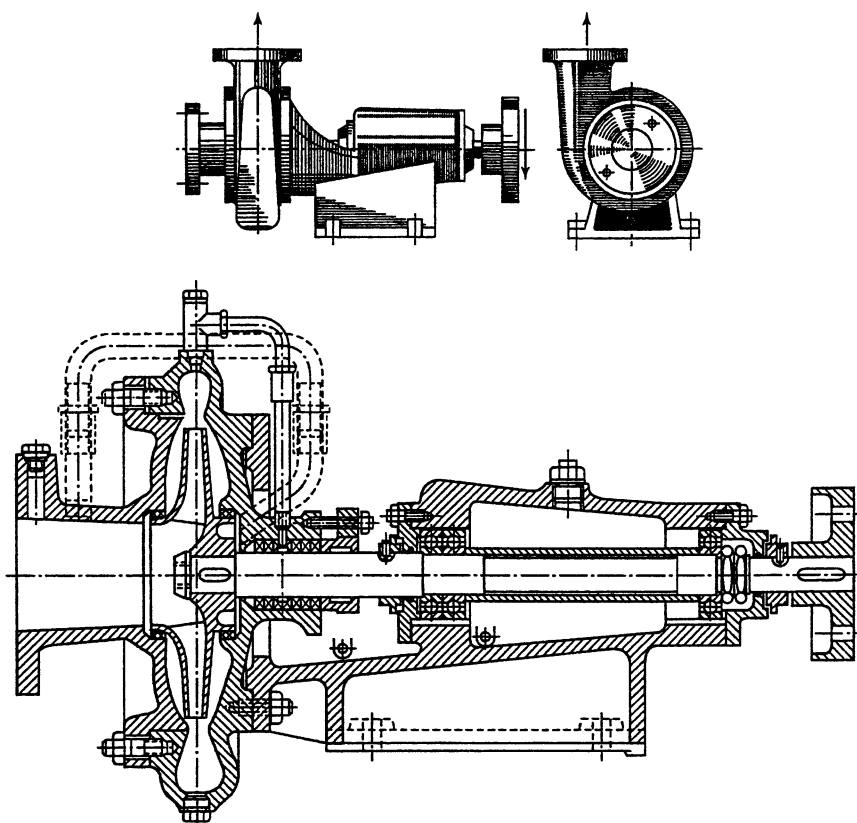


Рис. 3.3. Центробежный насос типа К с напорным патрубком, обращенным вверх

Таблица 3.3. Параметры насосов двухстороннего входа типа Д (ГОСТ 10272—77)

Тип насоса	Подача Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, $z_{\text{доп}}$, м	Частота вращения n , об/мин	Потребляемая мощность N , кВт	КПД, %
Д500-65	500	65	4,0	1470	132	76
Д800-57	800—650	57	5,0—3,8	1470	170	82
Д1250-125	1250	125	7,5	1480	620	76
Д2000-100	2000	100	6,5	985	800	75
Д5000-32	5000	32	8,0	730	350	87
Д6300-27	6300	27	10,0	730	600	79
Д12500-24	12500	24	7,0	485	950	88

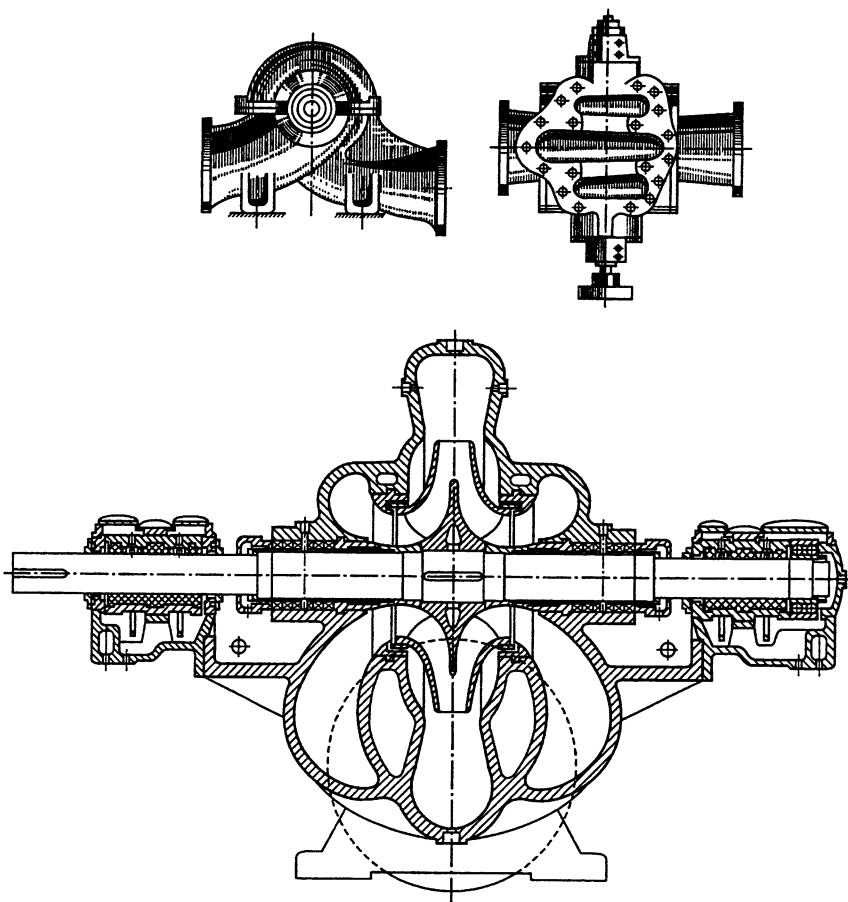


Рис. 3.4. Центробежный насос типа Д

В настоящее время широким спросом пользуются одноступенчатые консольные насосы АК фирмы «Линас» для подачи чистой и технической воды, растворов гликоля и других жидкостей, сходных с водой по вязкости, плотности и химической активности. Их область применения — водоснабжение, теплоснабжение, отопление, горячее водоснабжение; системы охлаждения и кондиционирования; системы орошения и ирригации; системы пожаротушения.

Общие технические характеристики консольных насосов АК: подача (расход) — до $270 \text{ м}^3/\text{ч}$; напор — до 79 м; температура

жидкости от -10°C до $+140^\circ\text{C}$ при температуре окружающей среды до $+40^\circ\text{C}$.

Конструктивные данные — одноступенчатый насос с горизонтальным расположением вала, осевым всасывающим и радиальным напорными патрубками; уплотнение вала торцевое, соединение вала электродвигателя и насоса через эластичную муфту; насос и электродвигатель смонтированы на общей стальной раме.

Характеристики и параметры насосов для перекачивания сточных вод приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4. Параметры центробежных насосов для сточных вод ОАО «Дальэнергомаш»

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность N , кВт	Размеры $l \times b \times h^*$, мм	Масса m , т	N_d , кВт	Частота вращения n , об/мин	U , В
НЦС 52/3	52	8	1,9	1,2×0,3×0,6	0,2	5,5	1500	220/380
НЦС 55/9	55	9	2,2					
НЦС 62/12	62,5	12	3,2					
НЦС 800/32	800	32	106	2,8×1,1×1,1	2,1	132	990	380/660

* l — длина; b — ширина; h — высота.

Примечание. Насосные центробежные агрегаты предназначены для перекачивания бытовых и производственных сточных вод с водородным показателем $pH = 6,0 \div 8,5$, плотностью до 1100 кг/м^3 , температурой до 90°C .

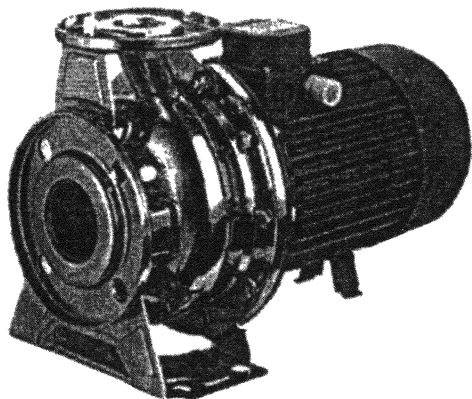


Рис. 3.5. Общий вид моноблочного насоса 3М фирмы «EBARA»

Моноблочные центробежные насосы (консольные) 3М фирмы «EBARA» представлены на рис. 3.5 и в табл. 3.5.

Центробежные насосы этой серии изготовлены из нержавеющей стали AISI 304, предназначены для использования в системах отопления, холодного и горячего водоснабжения, кондиционирования, а также для других промышленных применений;

максимальное рабочее давление — 10 бар, температура перекачиваемой жидкости — от $+20^\circ\text{C}$ до $+110^\circ\text{C}$.

Уровни шума насосов марки 3М фирмы «EBARA» приведены ниже:

Мощность электро- двигателя, кВт	1,1	1,5	2,2	3	4
--	-----	-----	-----	---	---

Уровень звукового давления, дБ	<70	<70	<70	71	71
--	-----	-----	-----	----	----

Мощность электро- двигателя, кВт	5,5	7,5	11	15
--	-----	-----	----	----

Уровень звукового давления, дБ	75	75	80	80
--	----	----	----	----

В табл. 3.6 приведены марки и технические характеристики центробежных моноблочных консольных насосов АЦМК фирмы «Линас», изготовленных из импортных деталей и электродвигателей серии АИР отечественного производства.

Таблица 3.5. Характеристики консольных центробежных насосов (моноблочных) 3М фирмы «ЕВАРА» ($n = 2900$ об/мин)

Тип насоса	Мощность, кВт	Ток, А, при 220 В	Напор H (м) при производительности Q															
			л/мин															
			м³/ч															
			100	150	200	250	300	333	400	450	500	550	600	650	700	800	1000	1200
32-125/1,1	1,1	5,0	2,9	21	18,5	17	15	13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
32-160/1,5	1,5	5,9	3,4	28	26,5	24,5	22	19	17	—	—	—	—	—	—	—	—	—
32-160/2,2	2,2	8,3	4,8	35,5	34,5	32,5	30,5	27,5	25,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
32-200/3,0	3,0	11,8	6,8	42,5	41	38,5	35	31,5	29	—	—	—	—	—	—	—	—	—
32-200/4,0	4,0	15,6	9,0	53	51,5	49,5	47	43,5	40,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
32-200/5,5	5,5	—	11,8	69	67,6	65,5	63	60	56	—	—	—	—	—	—	—	—	—
40-125/1,5	1,5	5,9	3,44	—	18	27,5	17	16	15	14	12,5	11	9,5	8	6	—	—	—
40-125/2,2	2,2	8,3	4,8	—	26	25	24,2	23	22	21	19	17,5	16	14,3	13	—	—	—
40-160/3,0	3,0	11,8	6,8	—	30	29	28,5	27,3	26,2	25,4	24	22,5	21	20,2	17,5	—	—	—
40-160/4,0	4,0	15,9	9,2	—	38	37	36	35	34	33	31,3	30	28,5	27	25	—	—	—
40-200/5,5	5,5	—	11,1	—	36	45	44	43,5	42	41	40	38,5	37	35,1	33	—	—	—
40-200/7,5	7,5	—	15,1	—	56,5	56	55,3	55	53,5	52,5	51,2	49,8	48,5	47	45	—	—	—
40-200/11,0	11	—	20,0	—	71	70	69,3	68,8	67,5	66,2	65	63,5	62	60	58	—	—	—
50-125/2,2	2,2	8,3	4,8	—	—	—	—	—	17	16,6	16,1	15,5	14,9	14,2	13,4	11,8	8	—
50-125/3,0	3,0	11,8	6,8	—	—	—	—	—	20,5	20	19,5	19	18,5	18	17,3	15,5	12,3	8
50-125/4,0	4,0	15,9	9,2	—	—	—	—	—	26	25,9	25,7	25,3	24,7	24,2	23,3	22,2	20	14
50-160/5,5	5,5	—	11,5	—	—	—	—	—	31	30,5	30	29,5	29	28	27,6	26	22,5	18
50-160/7,5	7,5	—	15,5	—	—	—	—	—	39	38,5	38	37,5	37	36,5	36	34,5	31	26
50-200/9,2	9,2	—	17,4	—	—	—	—	—	—	—	—	50	49,5	49	48,4	47,5	46	41
50-200/11	11	—	22,0	—	—	—	—	—	—	—	—	56	55,5	55	54,5	53,8	52	48
50-200/15	15	—	31,3	—	—	—	—	—	—	—	—	70	69,5	69	68,5	68	66	62
57																		

3.3. Виды и характеристики центробежных насосов

Таблица 3.6. Параметры насосов АЦКМ фирмы «Линас»

Марка агрегата	Мощность электродвигателя N , кВт	Расход Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	КПД, %	Кавитационный запас $z_{\text{доп}}$, м
$n = 3000$ об/мин					
АЦКМ 50-32-125/132/2	1,1	12	18	60	1,0
АЦКМ 50-32-125/142/2	1,5	12,5	20	61	1,0
АЦКМ 50-32-160/152/2	2,2	15	25	57	1,5
АЦКМ 50-32-160/165/2	3,0	17,5	29	58	2,0
АЦКМ 50-32-200/185/2	4,0	17,5	37	52	2,0
АЦКМ 50-32-200/205/2	5,5	20	46	54	2,0
АЦКМ 65-40-125/104/2	1,5	20	13	64	0,5
АЦКМ 65-40-125/117/2	2,2	25	16	68	0,7
АЦКМ 65-40-125/128/2	3,0	30	18	69	1,0
АЦКМ 65-40-160/154/2	4,0	25	27	60	1,5
АЦКМ 65-40-160/165/2	5,5	28	32	61	1,7
АЦКМ 65-40-200/189/2	5,5	25	35	55	1,5
АЦКМ 65-40-200/202/2	7,5	27	46	58	1,5
АЦКМ 65-50-125/124/2	3,0	44	16	76	1,0
АЦКМ 65-50-125/133/2	4,0	48	20	77	1,0
АЦКМ 65-50-160/146/2	5,5	50	25	76	1,5
АЦКМ 65-50-160/161/2	7,5	55	30	78	1,7
АЦКМ 65-50-200/180/2	11,0	50	40	70	1,5
АЦКМ 65-50-200/202/2	15,0	60	49	70	2,0
АЦКМ 80-65-125/121/2	4,0	80	13	75	2,0
АЦКМ 80-65-125/130/2	5,5	90	16	82	2,5
АЦКМ 80-65-125/137/2	7,5	100	19	83	3,0
АЦКМ 80-65-160/152/2	11,0	90	27	77	3,0
АЦКМ 80-65-160/168/2	15,0	100	33	77	3,5
АЦКМ 80-65-200/183/2	18,5	95	41	75	3,0
АЦКМ 80-65-200/191/2	22,0	105	45	76	3,5
АЦКМ 80-65-200/210/2	30,0	115	57	79	4,0
$n = 1500$ об/мин					
АЦКМ 50-32-125/142/2	0,25	6,0	5,2	56	0,8

Окончание табл. 3.6

Марка агрегата	Мощность электродвигателя N , кВт	Расход Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	КПД, %	Кавитационный запас $z_{\text{доп}}$, м
АЦКМ 50-32-160/150/2	0,25	7,0	6,2	56	0,75
АЦКМ 50-32-160/165/2	0,37	8,0	7,5	58	0,75
АЦКМ 50-32-200/191/2	0,55	9,0	10,0	54	1,0
АЦКМ 50-32-200/205/2	0,75	11,0	10,0	51	1,0
АЦКМ 65-40-125/128/2	0,37	13,0	4,7	69	0,3
АЦКМ 65-40-160/154/2	0,55	12,5	6,6	52	0,5
АЦКМ 65-40-160/165/2	0,75	13,5	7,6	55	0,5
АЦКМ 65-40-200/189/2	0,75	11,2	8,5	53	0,7
АЦКМ 65-40-200/202/2	1,1	14,0	11,3	57	0,7
АЦКМ 65-50-125/133/2	0,55	25,0	4,7	71	0,3
АЦКМ 65-50-160/154/2	0,75	28,0	6,3	75	0,2
АЦКМ 65-50-160/168/2	1,1	30,0	7,6	72	0,2
АЦКМ 65-50-200/187/2	1,5	25,0	11,0	71	0,6
АЦКМ 65-50-200/202/2	2,2	28,0	12,3	74	0,6
АЦКМ 80-65-125/136/2	0,75	45,0	4,3	76	0,7
АЦКМ 80-65-125/140/2	1,1	50,0	5,0	76	1,0
АЦКМ 80-65-160/162/2	1,5	50,0	7,0	78	0,6
АЦКМ 80-65-160/168/2	2,2	55,0	7,7	80	0,8
АЦКМ 80-65-200/187/2	2,2	45,0	10,5	75	0,5
АЦКМ 80-65-200/200/2	3,0	50,0	12,0	77	0,6
АЦКМ 80-65-200/210/2	4,0	55,0	13,5	77	0,9

3.4. НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЗАО «ГИДРОМАШ-ХОЛДИНГ»

3.4.1. Насосы для перекачивания воды и пароконденсата

Центробежные консольные насосы типа К и моноблочные типа КМ (табл. 3.7). Насосы горизонтальные, одноступенчатые, с односторонним подводом

жидкости к рабочему колесу предназначены для перекачивания в стационарных условиях чистой воды и других жидкостей, сходных с водой по плотности, вязкости и химической активности, с температурой: для насосов типа К от 0 °С до +105 °С; для КМ от 0 °С до +85 °С, содержащих твердые включения размером до 0,2 мм, объемной концентрацией до 0,1 %.

Таблица 3.7. Параметры насосов типа К и моноблочных КМ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
Консольные насосы				
К 8/18	8	18	2,2	3000
К 50-32-125	12,5	20	2,2	3000
К 20/18	20	18	3	3000
К 20/30	20	30	3	3000
К 65-40-250	25	80	18	3000
К 65-50-125	25	20	3	3000
К 65-50-160	25	32	5,5	3000
К 80-50-200	50	50	15	3000
К 80-50-250	50	80	22	3000
К 80-65-160	50	32	7,5	3000
К 100-65-200	100	50	30	3000
К 100-65-250	100	80	45	3000
К 100-80-160	100	32	15	3000
К 150-125-250	200	20	18,5	1500
К 150-125-315	200	32	30	1500
К 160-30	160	30	30	1500
К 200-150-250	315	20	30	1500
К 200-150-315	315	32	45	1500
К 200-150-400	400	50	90	1500
К 290-30	290	30	37	1500
Моноблочные насосы				
КМ 50-32-125	12,5	20	2,2	3000
КМ 65-50-125	25	20	3	3000
КМ 65-50-160	25	32	5,5	3000
КМ 80-65-160	50	32	7,5	3000
КМ 80-50-200	50	50	15	3000
КМ 100-65-200	100	50	30	3000
КМ 100-80-160	100	32	15	3000
КМ 160/20	160	20	15	3000
КМ 150-125-250	200	20	18,5	1500

Центробежные консольные насосы типа ЛМ (табл. 3.8). Насосы центробежные линейные моноблочные встраиваются в магистральные трубопроводы и предназначены для перекачивания чистой воды с температурой от 0 °С до +85 °С и других жидкостей, сходных с чистой водой по плотности, вязкости и химической активности, с содержанием твердых включений не более 0,1 % по объему и размерам частиц не более 0,2 мм.

Центробежные насосы двухстороннего входа типа Д (табл. 3.9). Насосы горизонтальные одноступенчатые двухстороннего входа с полуспиральным подводом жидкости к рабочему колесу предназначены для перекачивания воды и жидкостей, имеющих сходные с водой свойства по вязкости и химической активности, с температурой до +85 °С, с содержанием твердых включений до 0,05 % по объему, размером до 0,2 мм и микротвердостью до 6,5 ГПа.

Таблица 3.8. Параметры насосов типа ЛМ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
ЛМ 32-3,15/5	3,15	5	0,25	1500
ЛМ 32-6,3/20	6,3	20	1,5	3000
ЛМ 50-16/12,5	16	12,5	1,5	3000
ЛМ 65-25/32	25	32	5,5	3000
ЛМ 80-50/32	50	32	7,5	3000

Таблица 3.9. Параметры насосов типа Д

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
Д 200-36	200	36	37	1500
1Д 200-90	200	90	90	3000
1Д 250-125	250	125	160	3000
1Д 315-50	315	50	75	3000
1Д 315-71	315	71	110	3000
Д 320-50	320	50	75	1500
1Д 500-63	500	63	160	1500
1Д 630-90	630	90	250	1500
1Д 630-125	630	125	400	1500
1Д 800-56	800	56	200	1500
1Д 1250-63	1250	63	315	1500
1Д 1250-125	1250	125	630	1500
1Д 1600-90	1600	90	630	1500
2Д 2000-21	2000	21	160	1000

Центробежные скважинные электронасосы типа ЭЦВ (табл. 3.10). Насосы одно- и многоступенчатые с вертикальным расположением вала предназначены для подъема воды с минерализацией не более 1500 мг/л,

pH = 6,5÷9,5, с температурой до +25 °С, с массовой долей твердых механических примесей не более 0,01 %, с содержанием хлоридов не более 350 г/л, сульфатов не более 500 мг/л и сероводородов не более 1,5 мг/л.

Таблица 3.10. Параметры электронасосов типа ЭЦВ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
ЭЦВ 4-1,5-35	1,5	35	0,25	3000
ЭЦВ 4-1,5-50	1,5	50	0,37	3000
ЭЦВ 5-4-125	4	125	3	3000
ЭЦВ 6-4-80	4	80	2,2	3000
ЭЦВ 6-4-130	4	130	2,8	3000
ЭЦВ 6-4-190	4	190	4	3000
ЭЦВ 5-6,5-80	6,5	80	3	3000
ЭЦВ 5-6,5-120	6,5	120	4	3000
ЭЦВ 6-6,5-60	6,5	60	2,2	3000
ЭЦВ 6-6,5-85	6,5	85	3	3000
ЭЦВ 6-6,5-125	6,5	120	4,5	3000
ЭЦВ 6-6,5-140	6,5	140	5,5	3000
ЭЦВ 6-6,5-160	6,5	160	5,5	3000
ЭЦВ 6-6,5-180	6,5	180	5,5	3000
ЭЦВ 6-6,5-200	6,5	200	5,5	3000
ЭЦВ 6-6,5-225	6,5	225	7,5	3000
ЭЦВ 6-10-50	10	50	2,2	3000
ЭЦВ 6-10-80	10	80	4,5	3000
ЭЦВ 6-10-110	10	110	5,5	3000
ЭЦВ 6-10-140	10	140	6,3	3000
ЭЦВ 6-10-185	10	185	8	3000
ЭЦВ 6-10-235	10	235	11	3000
ЭЦВ 6-16-75	16	75	5,5	3000
ЭЦВ 6-16-90	16	90	8	3000
ЭЦВ 6-16-110	16	110	7,5	3000
ЭЦВ 6-16-140	16	140	11	3000
ЭЦВ 6-16-160	16	160	13	3000
ЭЦВ 8-16-80	16	80	5,5	3000

Продолжение табл. 3.10

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
ЭЦВ 8-16-100	16	100	8	3000
ЭЦВ 8-16-140	16	140	11	3000
ЭЦВ 8-16-160	16	160	11	3000
ЭЦВ 8-16-180	16	180	13	3000
ЭЦВ 8-16-200	16	200	22	3000
ЭЦВ 8-16-220	16	220	16	3000
ЭЦВ 8-25-35	25	35	4,5	3000
ЭЦВ 8-25-70	25	70	7,5	3000
ЭЦВ 8-25-90	25	90	11	3000
ЭЦВ 8-25-100	25	100	11	3000
ЭЦВ 8-25-110	25	110	11	3000
ЭЦВ 8-25-125	25	125	13	3000
ЭЦВ 8-25-150	25	150	17	3000
ЭЦВ 8-25-180	25	180	18,5	3000
ЭЦВ 8-25-230	25	230	22	3000
ЭЦВ 8-25-300	25	300	32	3000
ЭЦВ 8-40-25	40	25	4,5	3000
ЭЦВ 8-40-35	40	35	8	3000
ЭЦВ 8-40-60	40	60	11	3000
ЭЦВ 8-40-90	40	90	17	3000
ЭЦВ 8-40-120	40	120	22	3000
ЭЦВ 8-40-150	40	150	27	3000
ЭЦВ 8-40-180	40	180	32	3000
ЭЦВ 8-65-65	65	65	22	3000
ЭЦВ 8-65-110	65	110	32	3000
ЭЦВ 8-65-150	65	150	45	3000
ЭЦВ 8-65-175	65	175	45	3000
ЭЦВ 8-65-225	65	225	55	3000
ЭЦВ 8-65-275	65	275	75	3000
ЭЦВ 10-25-180	25	180	22	3000
ЭЦВ 10-25-200	25	200	22	3000
ЭЦВ 10-25-230	25	230	32	3000
ЭЦВ 10-25-250	25	250	32	3000

Окончание табл. 3.10

Тип насоса	Поддача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
ЭЦВ 10-25-300	25	300	32	3000
ЭЦВ 10-40-120	40	120	22	3000
ЭЦВ 10-40-150	40	150	32	3000
ЭЦВ 10-40-180	40	180	32	3000
ЭЦВ 10-40-200	40	200	45	3000
ЭЦВ 10-40-230	40	230	45	3000
ЭЦВ 10-63-20	63	20	11	3000
ЭЦВ 10-65-65	65	65	22	3000
ЭЦВ 10-65-110	65	110	32	3000
ЭЦВ 10-65-150	65	150	45	3000
ЭЦВ 10-65-175	65	175	45	3000
ЭЦВ 10-65-225	65	220	55	3000
ЭЦВ 10-65-275	65	275	75	3000
ЭЦВ 10-120-60	120	60	32	3000
ЭЦВ 10-120-80	120	80	45	3000
ЭЦВ 10-120-100	120	100	45	3000
ЭЦВ 10-160-35	160	35	22	3000
ЭЦВ 10-160-50	160	50	33	3000
ЭЦВ 10-160-65	160	65	45	3000
ЭЦВ 12-160-65	160	65	45	3000
ЭЦВ 12-160-100	160	100	65	3000
ЭЦВ 12-160-140	160	140	90	3000
ЭЦВ 12-210-25	210	25	22	3000
ЭЦВ 12-210-55	210	55	45	3000
ЭЦВ 14-210-600	210	600	500	3000
ЭЦВ 14-210-300	210	300	250	3000
ЭЦВ 12-255-30 Г	255	30	32	3000
ЭЦВ 16-375-175	375	175	250	3000
ЭЦВ 16-375-350	375	350	500	3000

Центробежные конденсатные насосы типа КС (табл. 3.11). Насосы многоступенчатые одно- или двухкорпусные горизонтальные КС и вертикальные КСВ предназначены для перекачивания в пароводяных

сетях электростанций парового конденсата или пресной воды температурой до +160 °С, рН = 6,3÷9,2, с содержанием твердых включений не более 5 мг/л и размером не более 0,1 мм.

Таблица 3.11. Параметры насосов типа КС

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
Горизонтальные насосы				
КС 12-50	12	50	5,5	3000
КС 12-110	12	110	11	3000
КС 20-50	20	50	7,5	3000
КС 20-110	20	110	18,5	3000
1КС 32-150	32	150	30	3000
1КС 50-55	50	55	15	3000
1КС 50-110	50	110	30	3000
1КС 80-100	80	100	45	3000
1КС 80-155	80	155	75	3000
Вертикальные насосы				
КСВ 125-55	125	55	30	3000
1КСВ 125-71	125	71	45	3000
1КСВ 125-140	125	140	90	3000
1КСВ 200-130	200	130	132	3000
КСВ 200-220	200	220	250	1500
1КСВ 315-80	315	80	110	3000
1КСВ 315-160	315	160	250	3000
КСВ 320-50/160	320	50/160	315	1500
КСВ 320-160	320	160	250	1500
1КСВ 500-85	500	85	200	1000
КСВ 500-150	500	150	315	1500
КСВ 500-220	500	220	500	1500
КСВ 1150-90	1150	90	500	1500
КСВ 1250-45	1250	45	250	1500
КСВ 1500-140	1500	140	1000	1500
КСВА 200-220	200	220	200	1500
КСВА 360-160	360	160	250	1500
КСВА 500-220	500	220	500	1500
КСВА 630-125	630	125	315	1500
КСВА 650-135	650	135	500	1500

Сетевые насосы типа СЭ (табл. 3.12). Насосы центробежные горизонтальные спирального типа с колесами двухстороннего входа одно- и двухступенчатые пред-

назначены для питания тепловых сетей водой с температурой до +180 °С, содержащей твердые частицы размером не более 0,2 мм.

Таблица 3.12. Параметры насосов типа СЭ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
Одноступенчатые насосы				
СЭ 500-70-16	500	70	160	3000
СЭ 800-55-11	800	55	132	1500
СЭ 800-100-8	800	100	315	3000
СЭ 1250-140-8	1250	140	800	3000
СЭ 1250-70-11	1250	70	315	1500
СЭ 2500-60-8	2500	60	630	1500
СЭ 2500-60-11	2500	60	630	1500
СЭ 2500-60-16	2500	60	630	1500
СЭ 2500-180-8	2500	180	1600	3000
СЭ 2500-180-10	2500	180	1600	3000
СЭ 2500-180-25	2500	180	1600	3000
СЭ 5000-70-5	5000	70	1250	3000
СЭ 5000-160-8	5000	160	3150	3000
СЭ 5000-160-10	5000	160	3150	3000
СЭ 5000-160-25	5000	160	3150	3000
Двухступенчатые насосы				
СЭ 800-100-11	800	100	315	1500
СЭ 1250-140-11	1250	140	630	1500

3.4.2. Насосы для перекачивания нефти и нефтепродуктов

Консольные насосы типа НК (табл. 3.13). Центробежные одно- и двухступенчатые консольные насосы предна-

значены для перекачивания нефти и нефтепродуктов, сжиженных углеродных газов и других жидкостей, сходных с указанными по физическим свойствам, с температурой от +80 °С до +400 °С (определяется типом торцевого уплотнения).

Таблица 3.13. Параметры насосов типа НК

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
4НК-5×1	50	60	18,5	3000
5НК-5×1	70	108	55	3000
5НК-9×1	70	54	22	3000
6НК-6×1	90	125	75	3000
6НК-9×1	120	65	40	3000
НК 12/40	12	40	5,5	3000
НК 65/35-70	65	70	30	3000
НК 65/35-125	65	125	55	3000
НК 65/35-240	65	240	100	3000
НК 200/120	200	120	100	3000
НК 200/210	200	210	200	3000
НК 560/180	560	180	400	3000
НК 560/300	560	300	800	3000
ТКА 32/80	32	80	22	3000
ТКА 32/125	32	125	37	3000
ТКА 63/80	63	80	30	3000
ТКА 63/125	63	125	45	3000
ТКА 120/80	120	80	45	3000
ТКА 210/80	210	80	75	3000
НКВ 360/80	360	80	132	3000
НКВ 360/125	360	125	250	3000
НКВ 360/200	360	200	400	3000
НКВ 360/320	360	320	500	3000
НКВ 600/125	600	125	315	3000
НКВ 600/200	600	200	500	3000
НКВ 600/320	600	320	800	3000
НКВ 1000/200	1000	200	800	3000
НКВ 1000/320	1000	320	1250	3000

3.4.3. Насосы для перекачивания бытовых и промышленных сточных вод

Электронасосы типа ГНОМ и СКАТ (табл. 3.14). Электронасосы переносные погружные моноблочные предназначены для откачивания загрязненных вод, содержащих механические примеси (песок, цемент, глину) массовой концентрацией до 10 % с частицами размером до 5 мм, с температурой перекачиваемой среды до +35 °С.

Насосы с маркировкой В2Т3 выпускаются во взрывозащищенном исполнении.

Насосы типа СМ (табл. 3.15). Насосы консольные горизонтальные одноступенчатые предназначены для перекачивания бытовых и промышленных сточных вод и других загрязненных жидкостей с водородным показателем $\text{pH} = 6 \div 8,5$, плотностью до 1100 кг/м^3 , температурой до +90 °С, с содержанием абразивных частиц не более 1 % по объему, размером частиц до 5 мм.

Таблица 3.14. Параметры электронасосов типа ГНОМ и СКАТ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
ГНОМ 6/10	6	10	0,55	3000
ГНОМ 10/10	10	10	1,1	3000
ГНОМ 16/16 (В2Т3)	16	16	2,2	3000
ГНОМ 25/20	25	20	3	3000
ГНОМ 40/25	40	25	5,5	3000
ГНОМ 53/10	53	10	4	3000
ГНОМ 100/25 (В2Т3)	100	25	11	3000
СКАТ 40/12	40	12	5,5	3000
СКАТ 50/15	50	15	7,5	3000
СКАТ 180/30	180	30	30	1500

Таблица 3.15. Параметры насосов типа СМ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
СМ 80-50-200	50	50	18,5	3000
СМ 80-50-200/4	25	12,5	4	1500
СМ 100-65-200/4	50	12,5	5,5	1500
СМ 100-65-250/4	50	20	7,5	1500
СМ 125-80-315/4	80	32	22	1500
СМ 100-65-200	100	50	37	3000
СМ 150-125-315/6	100	14	15	1500
СМ 150-125-315/4	200	32	37	1500
СМ 200-150-500/4	400	80	200	1500
СМ 250-200-400/6	530	22	75	1500

Окончание табл. 3.15

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
СМ 250-200-400/4	800	50	200	1500
СМ 300-250-500	800	32	160	1000
СМО 100-65-250/4	50	20	7,5	1500
СМО 125-80-315/4	80	32	15	1500
СМО 125-80-250/4	100	20	15	1500
СМО 150-125-315/6	132	14	15	1000
СМО 150-125-315/4	200	32	45	1500
СМО 125-125-400/4	200	50	75	1500
СМО 200-150-315	400	32	75	1500
СМОВ 125-80-315	80	32	22	1500
СМОВ 100-65-250	50	20	7,5	1500
СМОВ 125-80-250	100	20	15	1500

Насосы типа СЖ, СД (табл. 3.16). Насосы консольные одноступенчатые предназначены для перекачивания бытовых и промышленных сточных вод с содержа-

нием абразивных частиц не более 1 % по объему, с водородным показателем рН = 6 ÷ 8,5, плотностью до 1100 кг/м³, температурой до +90 °С.

Таблица 3.16. Параметры насосов типа СД, СЖ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
СД 16/10	16	10	1,5	1500
СД 16/25	16	25	4	3000
СД 25/14	25	14	3	1500
СД 32/40	32	40	11	3000
СД 50/56	50	56	22	3000
СД 50/10	50	10	4	1500
СД 70/80	70	80	30	3000
СДВ 80/18	80	18	11	1500
СД 80/32	80	32	22	1500
СД 100/40	100	40	30	3000
СД 160/10	160	10	11	1000

Окончание табл. 3.16

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
СДВ 160/45	160	45	37	1500
СД 250/22,5	250	22,5	37	1500
СД 450/22,5	450	22,5	75	1000
СД 450/56	450	56	132	1500
СД 800/32	800	32	160	1000
1СД 2400/75	2400	75	800	750
СЖ 8/18	8	18	2,2	1500
СЖ 20/30	20	30	7,5	1500
СЖ 45/30	45	30	11	1500
СЖ 500/65	500	65	200	1000

3.4.4. Насосы для перекачивания высокоабразивных гидросмесей

Песковые насосы типа ПРВП, ПКВП (табл. 3.17). Одноступенчатые насосы с открытым рабочим колесом одностороннего входа предназначены для перекачива-

ния гидросмесей с водородным показателем $pH = 6 \div 8$, плотностью до 1300 кг/м^3 , температурой до $+60^\circ\text{C}$, объемной концентрацией твердых включений до 25 %; ПК, ПР — горизонтальные насосы, ПКВП, ПРВП — вертикальные погружные.

Таблица 3.17. Параметры насосов типов ПК, ПКВП, ПРВП

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
Корпус футерован абразивным материалом				
ПК 63/22,5	63	22,5	15	1500
ПКВП 63/22,5	63	22,5	15	1500
Корпус футерован резиной или полиуретаном				
ПР 12,5/12,5	12,5	12,5	2,2	1500
ПР 63/22,5	63	22,5	11	1500
ПРВП 63/22,5	63	22,5	11	1500
Корпус из износостойкого сплава ИЧХ28Н2				
ПВП 125/60	125	60	75	1500

Грунтовые насосы типов ГрАТ, ГрАК, ГрТ, 1ГрТ, ГрАУ (табл. 3.18). Центробежные одноступенчатые одно- и двухкорпусные насосы с внутренним корпусом из износостойкого сплава (ГрАТ, ГрТ, 1ГрТ) или футерованным абразивным материа-

лом (ГрАК, ГрАУ) предназначены для перекачивания абразивных гидросмесей плотностью до 1600 кг/м^3 , температурой до $+70^\circ \text{C}$, с максимальным размером твердых включений от 1 до 200 мм и объемной концентрацией твердых включений до 30 %.

Таблица 3.18. Параметры насосов типов ГрАТ, ГрАК, ГрТ, 1ГрТ и ГрАУ

Тип насоса	Подача Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
ГрАК 85/40	85	40	45	1500
ГрАТ 85/40	85	40	45	1500
ГрАК 170/40	170	40	75	1500
ГрАТ 170/40	170	40	75	1500
ГрАТ 225/67	225	67	160	1500
ГрАК 350/40	350	40	132	1000
ГрАТ 350/40	350	40	132	1000
ГрАУ 400/20	400	20	75	1000
ГрАТ 450/67	450	67	250	1000
ГрАК 700/40	700	40	250	1000
ГрАТ 700/40	700	40	250	1000
ГрАУ 800/40	800	40	200	750
ГрАТ 900/67	900	67	630	1000
ГрАТ 950/120	950	120	1000	1000
ГрТ 1250/71	1250	71	630	1000
ГрАК 1400/40	1400	40	500	750
ГрАТ 1400/40	1400	40	500	750
ГрАТ 1800/67	1800	67	800	750
ГрАУ 1600/25	1600	25	315	750
1ГрК 1600/50	1600	50	500	750
1ГрТ 1600/50	1600	50	500	750
ГрАУ 2000/63	2000	63	1000	580
ГрАУ 2000/63	2000	63	800	580
1ГрТ 4000/71	4000	71	1600	500

3.4.5. Насосы для перекачивания морской воды

Морские насосы типа НЦВ, НЦВС (табл. 3.19). Электронасосы центробежные

вертикальные (С — самовсасывающие) предназначены для перекачивания морской воды с температурой до +35 °С и пресной воды с температурой до +70 °С.

Таблица 3.19. Параметры насосов типов НЦВ, НЦВС

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
НЦВ 25/20	25	20	4	3000
НЦВ 25/30	25	30	5,5	3000
НЦВ 25/65	25	65	11	3000
НЦВС 25/65	25	65	11	3000
НЦВ 25/80	25	80	15	3000
НЦВ 40/20	40	20	5,5	3000
НЦВС 40/20	40	20	6	3000
НЦВС 40/30	40	30	8	3000
НЦВ 40/65	40	65	15	3000
НЦВС 40/65	40	65	14	3000
НЦВ 40/80	40	80	22	3000
НЦВ 63/20	63	20	7,5	3000
НЦВ 63/30	63	30	11	3000
НЦВС 63/30	63	30	11	3000
НЦВ 63/80А	63	80	25	3000
НЦВ 63/100А	63	100	35	3000
НЦВ 100/20А	100	20	11	3000
НЦВ 100/30А	100	30	15	3000
НЦВС 100/30А	100	30	14	3000
НЦВ 100/80А	100	80	42	3000
НЦВ 100/100А	100	100	55	3000
НЦВ 160/10А	160	10	11	1500
НЦВ 160/20А	160	20	18,5	1500
НЦВ 160/30А	160	30	22	1500
НЦВС 160/30А	160	30	22	1500
НЦВ 160/80А	160	80	73	3000
НЦВ 160/100А	160	100	73	3000
НЦВ 220/100А	220	100	100	3000
НЦВ 250/20А	250	20	22	1500
НЦВ 250/100А	250	100	125	3000
НЦВ 250/30А	250	30	30	1500
НЦВС 250/30А	250	30	30	1500

Окончание табл. 3.19

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Мощность электродвигателя N , кВт	Частота вращения n , об/мин
НЦВ 315/10А	315	10	15	1500
НЦВ 400/20А	400	20	30	1500
НЦВ 400/30А	400	30	45	1500
НЦВ 630/15А	630	15	37	1500
НЦВ 630/30А	630	30	70	3000

3.5. НАСОСЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ ПРОИЗВОДСТВА ОАО «НАСОСНЫЙ ЗАВОД» (Г. ЕКАТЕРИНБУРГ)

Насосы предназначены для перекачивания химически активных и нейтральных жидкостей плотностью не более

1850 кг/м³. Параметры насосов приведены в табл. 3.20—3.22.

Таблица 3.20. Параметры насосов типа Х и ТХ

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Частота вращения n , с ⁻¹ (об/мин)	Допускаемый кавитационный запас $z_{\text{доп}}$, м	Мощность электродвигателя N , кВт	Масса насоса/агрегата, кг
Х50-32-125	12,5	20	48 (2900)	3,5	3,0—4,0	33/95
Х65-50-125	25,0	20	48 (2900)	4,0	4,0—5,5	36/100
Х65-50-160	25,0	32	48 (2900)	4,0	5,5—11,0	42/155
Х80-65-160	50,0	32	48 (2900)	4,5	11,0—18,5	46/200
Х80-50-250	50,0	80	48 (2900)	4,5	30,0—45,0	120/440
Х100-80-160	100,0	32	48 (2900)	5,5	22,0—37,0	96/400
Х150-125-315	200,0	32	24 (1450)	5,5	45,0—75,0	230/715
ТХ125-80-250	80,0	20	24 (1450)	5,0	11,0—15,0	160/306

Таблица 3.21. Параметры насосов в пластмассовом исполнении консольных

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Частота вращения n , с ⁻¹ (об/мин)	Допускаемый кавитационный запас $z_{\text{доп}}$, м	Мощность электродвигателя N , кВт	Габаритные размеры $l \times b \times h$, мм	Масса насоса/агрегата, кг
Х40-32-125П	6,3	20	48 (2900)	3,5	2,2—3,0	850×400××335	34/87
Х65-50-125П	25,0	20	48 (2900)	4,5	3,0—5,5	885×400××395	29/90
Х65-50-160П	25,0	32	48 (2900)	4,5	5,5—11,0	985×400××480	40/121
Х80-65-160П	50,0	32	48 (2900)	5,0	11,0—18,5	1185×440××395	42/176

Таблица 3.22. Параметры насосов моноблочных в пластмассовом исполнении

Тип насоса	Подача Q , м ³ /ч	Напор H , м	Частота вращения n , с ⁻¹ (об/мин)	Допускаемый кавитационный запас $z_{\text{доп}}$, м	Мощность электродви- гателя N , кВт	Габаритные размеры $l \times b \times h$, мм	Масса насоса/агрегата, кг
ХМ40-32-125П	6,3	20	48 (2900)	3,5	3,0	520×370× ×320	39
ХМ65-50-125П	25,0	20	48 (2900)	4,5	4,0	525×370× ×330	35
ХМ80-65-160П	50,0	32	48 (2900)	5,0	11,0	695×370× ×385	76
ХМ65-50-160П	25,0	32	48 (2900)	4,5	5,5	595×370× ×360	45

3.6. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ВЕНТИЛЯТОРЫ

Общий вид и аэродинамическая схема центробежного вентилятора представлены на рис. 3.6. Его работа при заданной частоте вращения характеризуется объемной подачей, полным давлением p , мощностью N и полным КПД η .

Полное давление вентилятора обычно определяют экспериментальным путем как разность полных давлений на выходе и входе вентилятора:

$$p = (p_{2\text{ст}} - p_{1\text{ст}}) + \frac{\rho(c_2^2 - c_1^2)}{2}, \quad (3.12)$$

где $p_{1\text{ст}}$, $p_{2\text{ст}}$ — статическое давление потока соответственно на входе и выходе вентилятора, Па; c_1 и c_2 — соответствующие абсолютные скорости потока, м/с; ρ — плотность воздуха (газа), кг/м³.

Полезная мощность вентилятора (кВт) определяется по формуле:

$$N_{\text{пол}} = pQ,$$

где Q — объемная подача (производительность) вентилятора, м³/с.

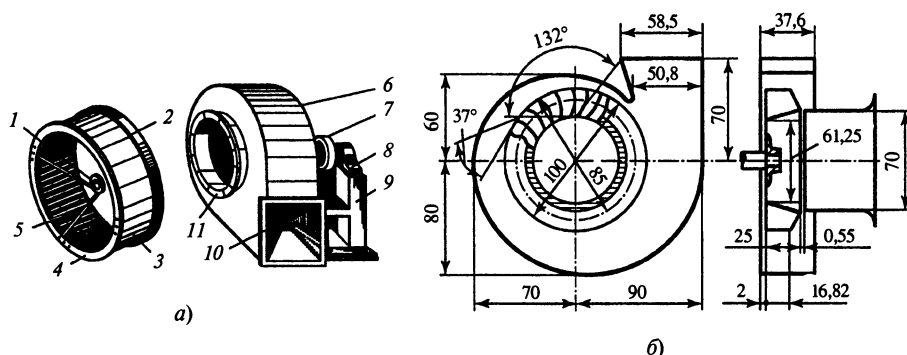


Рис. 3.6. Центробежный вентилятор:

а — устройство; б — аэродинамическая схема; 1 — ступица; 2 — основной диск; 3 — рабочие лопатки; 4 — передний диск; 5 — лопастная решетка; 6 — корпус; 7 — шкив; 8 — подшипники; 9 — станина; 10, 11 — винты; все размеры указывают процент от D_2

Таблица 3.23. Параметры тяготеющих машин ОАО «Дальэнергомаш»

Тип и обозначение	Расход Q , тыс. м ³ /ч	Давление p , мм вод. ст.	Мощность N , кВт	Размеры $l \times b \times h$, м	Масса m , т	Мощность электродвигателя N_d , кВт	Частота вращения n , об/мин	Напряжение U , В
Вентиляторы (режим подачи)								
Д-15/140	7,5—15—28	212—225—210	7—14—27	2,0×2,0×1,7	1,5	30	750	220/380
	10—20—37	380—405—375	17—32—63			75	1000	220/380
Д-60/310	21—36—53	165—180—170	15—25—40	2,1×2,2×2,0	1,6	55	600	220/380
	26—45—66	260—286—270	30—50—78			110	750	220/380
	35—60—88	460—500—480	70—118—184			200	1000	380/600
Д-90/410	30—54—78	215—240—230	28—50—78	2,3×2,6×2,2	1,9	90	600	220/380
	38—68—100	335—375—360	55—100—156			160	750	380/660
	50—90—130	600—666—640	130—233—360			400	1000	6000
	20—38—55	240—215—140	20—28—30			55	750	220/380
ДН-15У	27—50—73	425—380—245	45—62—70	2,2×2,5×2,4	2,11	75	1000	220/380
	40—75—110	960—860—560	150—210—240			250	1500	380/660
	40—75—110	960—860—560	150—210—240			315	1500	380/660
	40—75—110	960—860—560	150—210—240			315	1500	6000
ДН-17У	30—55—80	300—270—170	35—50—55	2,3×2,8×2,6	2,38	90	750	220/380
	40—73—107	535—480—300	82—115—125			160	1000	380/660
	60—110—160	1200—1080—680	275—385—425			500	1500	6000
	60—110—160	1200—1080—680	275—385—425			630	1500	6000
Дымососы (режим отсасывания)								
Д-15/140	7,5—15—28	136—145—135	5—9—17	2,0×2,0×1,7	1,5	30	750	220/380
	10—20—37	242—255—240	11—21—40			45	1000	220/380
Д-60/310	21—36—53	106—115—109	10—16—23	2,1×2,2×2,0	1,6	55	600	220/380
	26—45—66	166—183—173	20—32—50			110	750	220/380
	35—60—88	295—320—307	45—75—118			200	1000	380/600
Д-90/410	30—54—78	135—154—145	18—32—50	2,3×2,6×2,2	1,9	55	600	220/380
	38—68—100	215—240—230	35—64—100			160	750	380/600
	50—90—130	385—426—410	84—150—230			400	1000	6000

Окончание табл. 3.23

Тип и обозначение	Расход Q , тыс. м ³ /ч	Давление p , мм вод. ст.	Мощность N , кВт	Размеры $l \times b \times h$, м	Масса m , т	Мощность электродвигателя N_n , кВт	Частота вращения n , об/мин	Напряжение U , В
ДН-15У	20—38—55	155—140—90	12—18—20	2,2×2,5×2,4	2,11	55	750	220/380
	27—50—73	275—245—160	30—40—45			75	1000	220/380
	40—75—110	620—560—360	95—138—152			250	1500	380/660
	40—75—110	620—560—360	95—138—152			315	1500	380/660
	40—75—110	620—560—360	95—138—152			315	1500	6000
ДН-17У	30—55—80	195—175—110	22—32—35	2,3×2,8×2,6	2,38	90	750	220/380
	30—55—80	195—175—110	22—32—35			90	750	220/380
	40—73—107	345—310—195	52—75—82			160	1000	380/660
	60—110—160	780—700—440	180—250—275			500	1500	6000
	60—110—160	780—700—440	180—250—275			630	1500	6000
Вентиляторы мельничные горячего дутья								
ВМ-40/750-ПУ	13—27—39	165—170—138	10—18—25	1,8×2,0×1,9	1,75	45	1000	220/380
	20—40—59	370—382—310	35—60—84			110	1500	220/380
ВМ-50/1000-ПУ	16—36—53	230—242—205	17—33—50	1,8×2,4×2,5	2,05	132	1000	380/660
	24—54—80	518—545—460	56—112—167			315	1500	380/660

Примечания:

1. Значения давления p приведены в системе МКГСС (мм вод. ст.).
2. Средние значения Q , p , N в диапазонах являются номинальным режимом работы агрегата.
3. Температуры среды мельничных вентиляторов — до +400 °С; плотность перемещаемой среды — 0,522 кг/м³; концентрация твердых частиц — до 1 кг/м³.

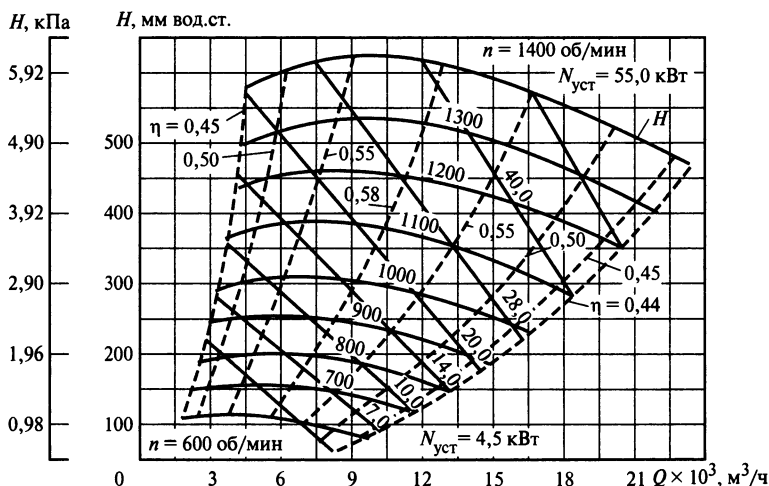


Рис. 3.7. Размерные характеристики вентилятора ВВД № 11 при $n = \text{var}$

Мощность на валу (эффективная мощность) $N_{\text{в}}$ обычно определяется при испытании вентилятора.

Вентиляторы характеризуются полным и статическим КПД, так как в некоторых случаях для вентиляторов характерно не полное давление, ими развиваемое, а лишь его статическая часть $p_{\text{ст}}$ или соответственно статический напор $H_{\text{ст}}$:

$$\eta = pQ/N_{\text{в}};$$

$$\eta_{\text{ст}} = p_{\text{ст}}Q/N_{\text{в}},$$

где $p_{\text{ст}} = p_{2\text{ст}} - p_{1\text{ст}}$.

Статический КПД дополняет оценку эффективности вентилятора, так как в полной энергии, сообщаемой потоку газа, существенную долю составляет кинетическая энергия. Ориентировочно $\eta_{\text{ст}}$ меньше η на 20—30 %.

Мощность электродвигателя для привода вентилятора (кВт) выбирают с запасом на возможные отклонения рабочего режима от расчетного:

$$N_{\text{эл}} = (1,05 \div 1,2)pQ/(1000 \eta \eta_{\text{пер}}), \quad (3.13)$$

где η — полный КПД вентилятора; $\eta_{\text{пер}}$ — КПД передачи. При непосредственном соединении валов двигателя и вентилятора

$\eta_{\text{пер}} = 1,0$, при клиноременной передаче $\eta_{\text{пер}} = 0,92$.

На рис. 3.7 представлены рабочие характеристики общепромышленного вентилятора ВВД № 11; основные данные вентиляторов и дымососов приведены в табл. 3.23.

3.7. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОДАЧИ (РАСХОДА) ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ И ВЕНТИЛЯТОРОВ

Обеспечение требуемой подачи Q при эксплуатации возможно изменением числа работающих машин (ступенчатое регулирование), воздействием на характеристики нагнетателя и на характеристику сети.

При длительном изменении нагрузки меняют число параллельно включенных насосов. На рис. 3.8, а представлена суммарная характеристика $H = f(Q_{\text{I}} + Q_{\text{II}})$ при параллельном включении двух насосов на общую сеть. Точка пересечения общей характеристики с характеристикой сети $H_{\text{с}}$ определяет рабочую точку параллельно работающих насосов. Очевидно, что

$$Q_{\text{I} + \text{II}} < Q_{\text{I}} + Q_{\text{II}},$$

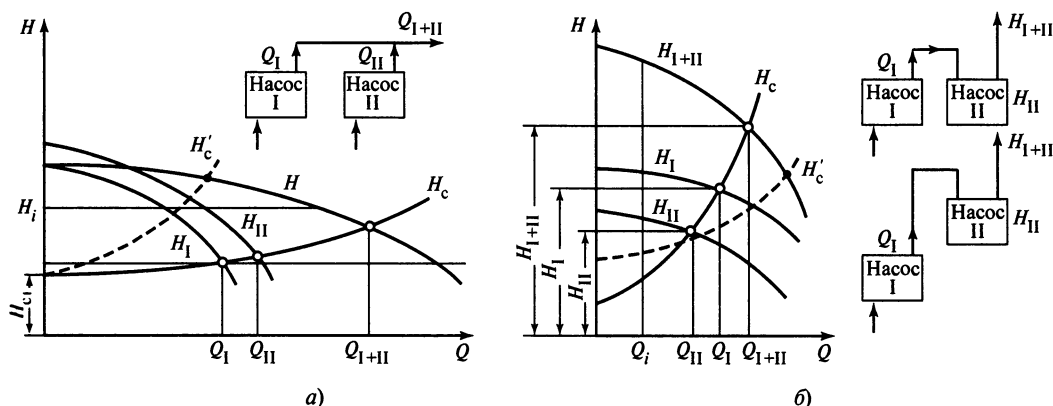


Рис. 3.8. Последовательное (а) и параллельное (б) соединение центробежных нагнетателей (насосов)

т.е. суммарный расход параллельно работающих насосов меньше суммы расходов каждого насоса в отдельности на ту же сеть.

Параллельное соединение насосов наиболее эффективно при пологой характеристике общей сети, что подтверждается сравнением расходов в сети H_c и H'_c .

На рис. 3.8, б показана суммарная характеристика $H_{I+II} = f(Q)$ при последовательном включении двух насосов на ту же сеть. Это соединение насосов применяется для повышения напора, развиваемого установкой в целом. Очевидно, что

$$H_{I+II} < H_I + H_{II},$$

т.е. суммарный напор последовательно соединенных насосов меньше суммы напоров каждого насоса при индивидуальной работе на ту же сеть.

Последовательное соединение насосов наиболее эффективно при крутой характеристике сети, что подтверждается сравнением напоров в сети H_c и H'_c .

Наиболее распространенным и простым способом воздействия на характеристику системы (сети) является дросселирование. Дросселирование осуществляется задвижкой, устанавливаемой в непосредственной близости от насоса на напорном трубопроводе. У насосов дросселирование на всасы-

вающим трубопроводе не рекомендуется из-за опасности возникновения кавитации. На рис. 3.9, а даны характеристики насоса и сети при различных степенях открытия задвижки (S_1 , S_2 и S_3). Отрезки ΔH_1 , ΔH_2 и ΔH_3 представляют собой потери напора при дросселировании.

Регулирование дросселированием наиболее целесообразно применять для насосов с пологой напорной характеристикой, так как потери в дросселе в этом случае наименьшие при увеличении глубины регулирования.

Воздействие на характеристику машины возможно:

изменением частоты вращения ротора приводного электродвигателя. Этот способ наиболее рационален и экономичен при условии, что электродвигатель допускает изменение частоты вращения без заметного снижения КПД (электродвигатели постоянного тока, паровые турбины). В настоящее время широко распространен способ применения тиристорных преобразователей частоты на электродвигателях. На рис. 3.9, б приведены характеристики насоса H_1 , H_2 и H_i при различных частотах вращения n_1 , n_2 и n_i , что позволяет регулировать подачу насоса (рабочую) от Q_{p1} до Q_{pi} без потерь напора;

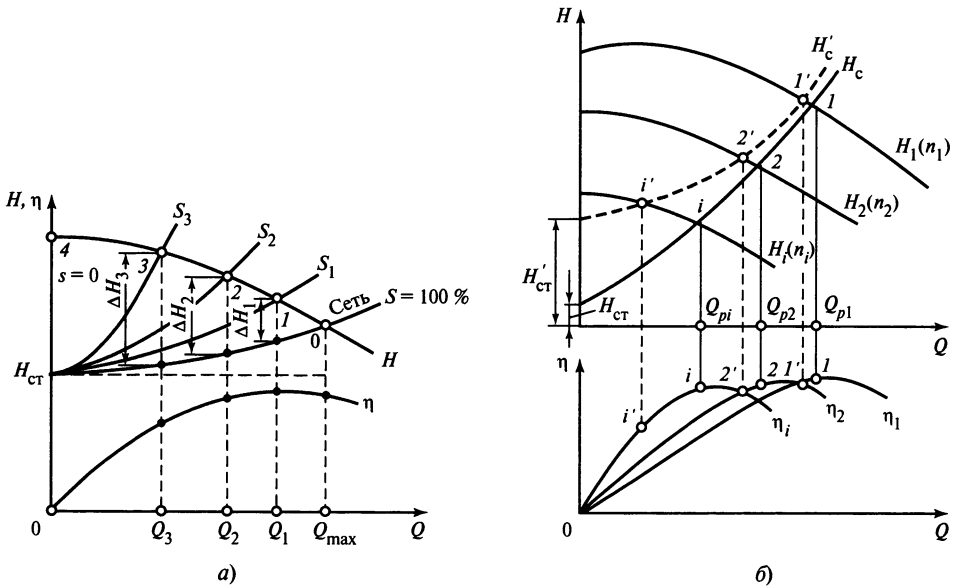


Рис. 3.9. Регулирование нагнетателей (насосов):

а — дроссельное; б — частотное

изменением частоты вращения ротора насоса посредством гидро- или электромагнитных муфт;

установкой поворотных направляющих лопастей перед рабочим колесом.

В практике эксплуатации для уменьшения подачи насоса и экономии электроэнергии широко используют способ *обрезки рабочих колес*. Опыт показывает, что обрезка приводит к следующим соотношениям между рабочими параметрами:

$$\frac{Q_{\text{обр}}}{Q} = \frac{D_{2\text{обр}}}{D_2}; \quad \frac{H_{\text{обр}}}{H} = \frac{D_{2\text{обр}}^2}{D_2^2}. \quad (3.14)$$

Максимальная обрезка составляет 10—15 % без заметного понижения КПД насоса.

Характеристики центробежных вентиляторов получают по результатам непосредственных испытаний вентиляторов при постоянной частоте вращения и строят для воздуха с $\rho = 1,2 \text{ кг/м}^3$.

При пересчете характеристик, построенных для стандартных условий при $p_0 =$

$= 0,101 \text{ МПа}$, $T = 293 \text{ К}$ и относительной влажности $\psi = 50 \%$, на реальные условия следует иметь в виду, что подача, напор (давление) и КПД остаются неизменными. а давление и мощность изменяются пропорционально плотности газа (воздуха), подаваемого вентилятором, т.е.

$$p = p_0 \frac{\rho}{1,2} \quad \text{и} \quad N = N_0 \frac{\rho}{1,2}. \quad (3.15)$$

Регулирование подачи вентиляторов можно производить следующими способами:

- 1) изменением частоты вращения вала вентилятора;
- 2) дросселированием на входе и выходе вентилятора;
- 3) направляющим аппаратом различных конструкций на входе.

Первый способ требует применения электродвигателей с переменной частотой вращения (коллекторных или двухскоростных). Возможно применение электродвигателей с постоянной частотой вращения при включении между валами электродвига-

теля и вентилятора вариатора частоты вращения (обычно гидромфты).

В некоторых случаях для привода вентиляторов применяют электродвигатели с фазовым ротором, в которых с помощью специальных контактных колец и реостата можно регулировать сопротивление в цепи ротора и таким образом изменять частоту вращения вала.

В настоящее время для регулирования подачи вентиляторов изменением частоты вращения используют приводные электродвигатели с тиристорными преобразователями частоты.

Второй способ применяется очень широко ввиду его конструктивной простоты. Вентиляторы малых и средних размеров, приводимые асинхронными короткозамкнутыми двигателями, регулируются этим способом, единственно доступным в таких условиях.

Третий способ распространен для вентиляторов с большой подачей в шахтных установках, и особенно в станционной теплоэнергетике (дутьевые вентиляторы, дымососы).

3.8. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

По назначению компрессоры подразделяются на воздушные и газовые (кислородные) машины. Наибольшее распространение получили воздушные компрессоры, или компрессоры общего назначения. Эти машины вырабатывают сжатый воздух давлением до 5,0 МПа, который широко применяется в промышленности. Например, в металлургии сжатый воздух используется для дутья в доменных и мартеновских печах, вагранках, нагревательных и термических печах и пр.

Сжатый воздух как энергоноситель используется для привода различных пневмомеханизмов, молотов, трамбовок, вибраторов, обрубных молотов, патронов для зажима деталей в станках, пневмоподъемников и т.д. Воздух широко используется для транспортирования и перемешивания

сыпучих материалов, сепарации пыли и для многих других процессов.

Рост сети газопроводов и увеличение их протяженности способствовали развитию газовых компрессоров на высокие давления — до 40 МПа и выше. Для доставки природного газа в пункт потребления через каждые 100—150 км газопроводов необходимо устанавливать компрессорные станции, перекачивающие до нескольких миллионов кубометров газа в сутки.

По принципу действия различают поршневые (объемные) компрессоры и турбокомпрессоры. В поршневых машинах повышение давления происходит из-за уменьшения объема замкнутого пространства, в котором находится газ, за счет перемещения стенки (например, поршня в цилиндре). При сжатии газ практически неподвижен, силы инерции в нем не проявляются (статическое сжатие). Характерной особенностью этих машин является периодичность рабочего процесса.

В турбокомпрессорах сжатие происходит вследствие использования сил инерции потока газа. Преобразование энергии в таких машинах можно условно разделить на два этапа: на первом этапе газу сообщается кинетическая энергия (например, вращающимся лопаточным аппаратом), а на втором — поток газа тормозится и его кинетическая энергия преобразуется в потенциальную (в диффузоре). Оба этапа могут совершаться одновременно. Характерной особенностью этих машин является непрерывность рабочего процесса.

Следует заметить, что получение сжатых газов — весьма энергоемкое производство. Например, на многих машиностроительных заводах для привода компрессоров расходуется около 30 % общих затрат электроэнергии, а на предприятиях горнорудной промышленности еще больше.

Конструктивная схема центробежного компрессора представлена на рис. 3.10, а. Можно сказать, что центробежный компрессор действует аналогично центробежному насосу.

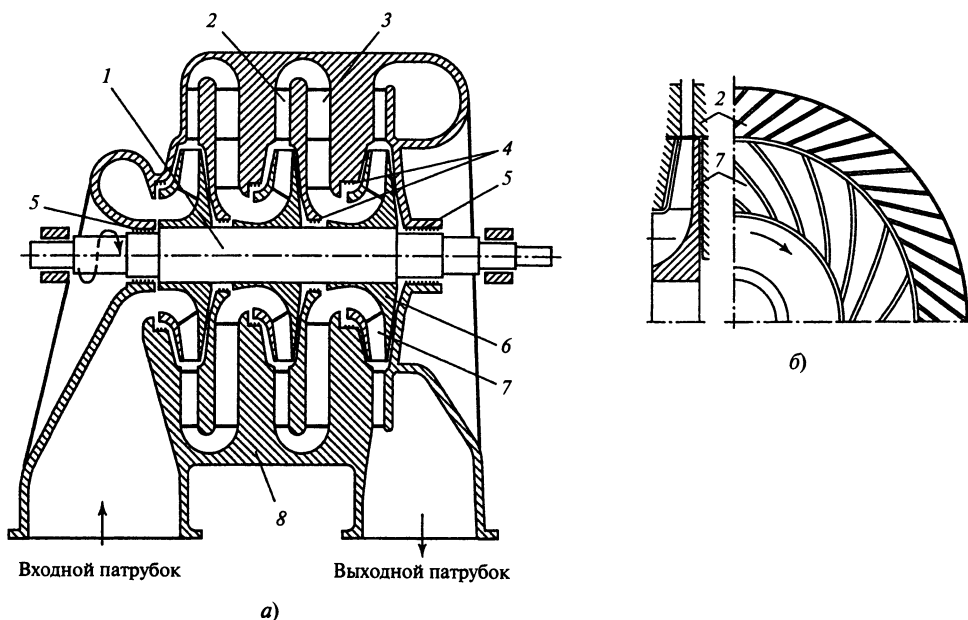


Рис. 3.10. Трехступенчатый центробежный компрессор:

a — общий вид; *б* — часть рабочего колеса с лопаточным диффузором; 1 — вал; 2 — диффузор; 3 — неподвижные направляющие лопатки; 4 — лабиринтовые уплотнения; 5 — концевые уплотнения; 6 — рабочее колесо; 7 — рабочие лопатки; 8 — корпус компрессора

Реальный компрессорный процесс сжатия считается политропным. Работу политропного сжатия идеального газа (без учета потерь на трение) можно определить по уравнениям термодинамики (см. специальную литературу) при погрешности 2—3 %.

Удельная работа L , совершаемая над потоком в реальном компрессоре, расходуется на сжатие и перемещение газа, изменение его кинетической энергии и на внутренние потери.

При наличии потерь в зависимости от интенсивности внешнего охлаждения процесс сжатия в компрессоре может протекать с показателем политропы $n = 1,2 \div 1,7$, меньшим или большим показателем адиабаты.

К основным параметрам компрессора относятся подача, конечное давление, мощность на валу и КПД (относительный), так как совершенство компрессорного процесса оценивают с помощью относительных тер-

модинамических КПД — изотермического $\eta_{из}$ и изэнтропного (адиабатного) η_a .

Если действительный политропный процесс в компрессоре происходит с показателем n при удельной энергии L , то изотермический и изэнтропный КПД определяют по формулам

$$\eta_{из} = L_{из}/L; \quad \eta_a = L_a/L, \quad (3.16)$$

где $L_{из}$ и L_a — удельные энергии изотермического и изэнтропного процессов.

Центробежные и осевые компрессоры (с неинтенсивным охлаждением) оцениваются с помощью изэнтропного КПД η_a . Это объясняется тем, что для компрессоров этого типа изэнтропный процесс является эталонным и наиболее совершенным.

Подачей называется количество газа (воздуха), подаваемого компрессором в единицу времени. Различают массовую m (кг/с) и объемную Q_0 (м³/с) подачу. В характеристиках машины обычно указыва-

ется объемная подача, отнесенная к условиям всасывания либо к нормальным условиям по ГОСТ 2939—63 ($t_n = 20^\circ\text{C}$, $p_n = 101,325\text{ кПа}$). Давление p , развиваемое компрессором, можно рассматривать как энергию, сообщаемую 1 м^3 газа ($1\text{ Дж/м}^3 = 1\text{ Н} \cdot \text{м/м}^3 = 1\text{ Па}$).

Мощность на валу центробежного компрессора для одной ступени (кВт) определяется по формуле:

$$N_{\text{в}} = \frac{\rho Q_0 L_a}{1000 \eta_a \eta_{\text{мех}}}, \quad (3.17)$$

где ρ — плотность газа (воздуха), кг/м^3 ; Q_0 — объемная подача, $\text{м}^3/\text{с}$; L_a — удельная энергия изоэнтропного процесса сжатия, Дж/кг ; $\eta_a = 0,8 \div 0,9$ — относительный изоэнтропный КПД; $\eta_{\text{мех}} = 0,96 \div 0,98$ — механический КПД.

Мощность многоступенчатого компрессора представляет собой сумму мощностей отдельных ступеней.

Характеристиками центробежных компрессоров называются графически изображенные зависимости $p = f_1(Q_0)$, $N_{\text{в}} = f_2(Q_0)$

и $\eta_k = f_3(Q_0)$. Наиболее важной из них является зависимость между давлением (удельной работой) и подачей $p = f_1(Q_0)$.

Центробежные компрессоры выполняются с большим разнообразием схем и конструкций проточной части, отдельных узлов и деталей. Их изготавливают одноступенчатыми и многоступенчатыми. Повышение давления, создаваемого одной ступенью центробежного компрессора, ограничивается аэродинамической прочностью рабочего колеса. Поэтому для достижения требуемого конечного давления применяются многоступенчатые компрессоры. В современных центробежных компрессорах в зависимости от требуемого конечного давления в одном корпусе размещают 6—8 ступеней. Многоступенчатые центробежные компрессоры могут иметь промежуточные теплообменники (охладители). После сжатия в секции, состоящей из 1—3 неохлаждаемых ступеней, газ охлаждается в теплообменнике (рис. 3.11).

Центробежные компрессоры общего назначения выпускаются с подачей 1,66; 4,166 и 8,33 $\text{м}^3/\text{с}$, для кислородных блоков — 15 $\text{м}^3/\text{с}$ и выше, для доменных печей —

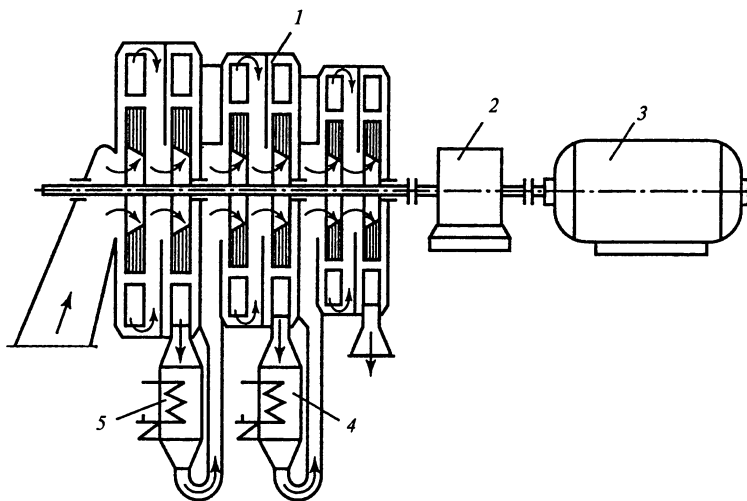


Рис. 3.11. Схема трехсекционного шестиступенчатого центробежного компрессора:

1 — компрессор; 2 — редуктор; 3 — привод; 4 — охладитель II секции; 5 — охладитель I секции

от 50 до 200 м³/с. В отдельных случаях производят машины с малой подачей 1,0—1,5 м³/с (компрессоры для нефтехимии и др.). Компрессоры с подачей более 50 м³/с имеют в основном паротурбинный привод.

Компрессоры со средней и высокой подачей большей частью выпускаются с разъемом корпуса в горизонтальной плоскости по аналогии с современными паровыми турбинами. Диффузоры и обратные направляющие аппараты составляют одно целое с корпусом или же, что встречается чаще, размещаются на диафрагмах, плотно вставленных в корпус. Диафрагмы также имеют разъем в горизонтальной плоскости.

Все центробежные компрессоры, как правило, многоступенчатые. Охлаждение корпуса компрессора улучшает его энергетические характеристики.

На рис. 3.12 представлены разрез и характеристики широко распространенного

в промышленности воздушного компрессора К-250-61-1. Компрессор шестиступенчатый, трехсекционный, имеет корпус с горизонтальным разъемом. Все подводящие и отводящие патрубки отлиты как одно целое с нижней половиной корпуса. Диффузоры компрессора канального типа имеют горизонтальный разъем и плотно вставлены в корпус. Привод компрессора электрический и соединен с компрессором через повышающий редуктор.

Регулирование подачи компрессора производят следующими способами: изменением частоты вращения вала, закруткой потока перед рабочим колесом и дросселированием потока на всасывании или нагнетании.

Характеристики турбокомпрессоров приведены в табл. 3.24, а центробежных низконапорных воздуховодов — в табл. 3.25.

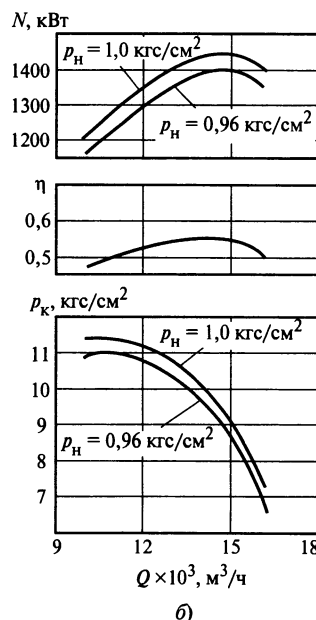
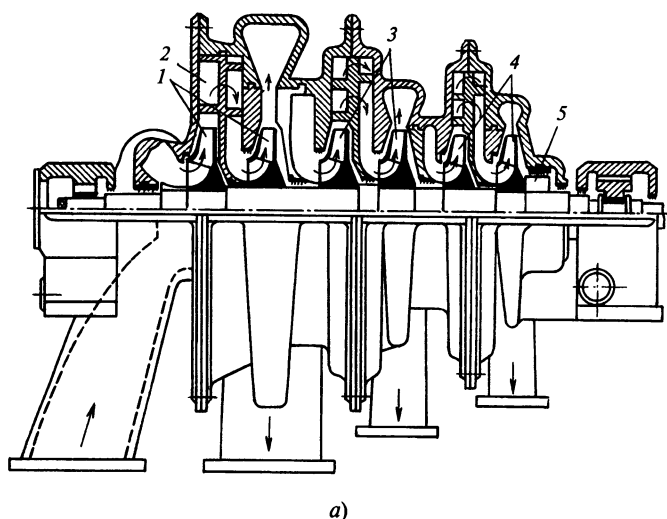


Рис. 3.12. Воздушный компрессор К-250-61-1:

a — продольный разрез: 1 — рабочее колесо I секции; 2 — диффузор канального типа первого колеса; 3 — рабочее колесо II секции; 4 — рабочее колесо III секции; 5 — думмис; *б* — характеристики компрессора при $t_H = 20$ °С; $n = 11\,230$ об/мин; p_H и p_K — начальное и конечное давление, атм; η — КПД. На рис. 3.12 давления p_H приведены в кгс/см² (в системе МКГСС); 1 кгс/см² = 0,098 МПа

Таблица 3.24. Параметры центробежных турбокомпрессоров ОАО «Дальэнергомаш»

Тип компрессора	Расход Q , м ³ /мин	Давление P_{max} , кгс/см ²	Мощность N , кВт	Частота вращения n_1 , об/мин	Частота вращения n_2 , об/мин	Размеры $l \times b \times h$, м	Масса m , т	Мощность электродвигателя N_d , кВт	Напряжение U , В	Масса электродвигателя m_d , т
ТКА 80/9	58—80—86	9,0	380—500—530	16815	24409	4,6×2,5×2,0	7,0	630	6000, 10000	2,8
	95—130—140		560—745—780	16933	24581	5,8×3,1×2,3	7,6	800		4,6
ТКА130/9			170—260—276	880—1450—1490	16815	24409	5,1×3,1×2,3	7,87		1600
	17283	24844			7,7×4,1×23	12,0	7,0			

Примечания:

1. Компрессоры предназначены для сжатия и перемещения атмосферного воздуха.

2. Начальные условия: давление — 1,0 кгс/см²; температура — 20 °С; относительная влажность — 50 %; температура охлаждающей воды в воздухоохладителе — 20 °С.3. Средние значения Q и N в диапазонах являются номинальным режимом работы агрегата.4. m — масса без приводного электродвигателя; m_d — масса электродвигателя; n_1 — частота вращения тихоходного ротора; n_2 — частота вращения быстротходного ротора.

Таблица 3.25. Параметры центробежных низконапорных нагнетателей (воздуходувки) ОАО «Дальэнергомаш»

Тип машины	Расход Q , м ³ /мин	Давление P_k , кгс/см ²	Мощность N , кВт	Размеры $l \times b \times h$, мм	Масса m , т	Мощность электродвигателя N_d , кВт	Частота вращения n , об/мин	Напряжение U , В
ЦНВ60/1,2	60—70	1,21—1,2	24—30	1,9×1,6×1,8	4,73	30	2945	220/380
ЦНВ100/1,2	90—100—130	1,205—1,2—1,18	36—38—45	2,0×1,6×1,8	4,87	45	2945	220/380
ЦНВ60/1,4	45—60—100	1,45—1,4—1,32	42—50—72	2,1×2,1×1,8	7,20	75	4125	220/380
ЦНВ60/1,6	40—60—80	1,65—1,6—1,57	50—70—89	2,2×2,1×1,8	7,26	90	4898	220/380
ЦНВ100/1,4	75—100—150	1,45—1,4—1,35	65—85—110	2,4×2,3×1,8	7,60	110	4139	220/380
ЦНВ100/1,6	65—100—150	1,65—1,6—1,45	74—110—132	2,5×2,3×1,8	7,67	132	4914	380/660
ЦНВ160/1,4	130—160—150	1,45—1,4—1,32	115—130—150	2,6×2,4×1,8	7,80	160	4139	380/660
ЦНВ160/1,6	120—160—210	1,65—1,6—1,46	133—170—194	2,6×2,3×1,8	8,01	200	4914	380/660
ЦНВ200/1,4	140—200—230	1,44—1,4—1,35	119—155—160	2,6×2,3×1,8	7,82	160	4139	380/660
ЦНВ200/1,6	140—200—260	1,65—1,6—1,47	165—215—245	2,6×2,4×1,8	8,35	250	4914	380/660
ЦНВ80/1,85	70—80—92	1,92—1,85—1,77	120—132—150	2,6×2,3×1,8	4,27	160	16764	380/660
ЦНВ100/1,8	75—100—110	1,90—1,8—1,70	125—153—165	2,6×2,3×1,8	4,55	200		
ЦНВ130/1,85	115—130—140	1,92—1,85—1,80	187—207—222	2,6×2,3×1,8	4,32	250		
ЦНВ160/1,8	120—160—175	1,90—1,8—1,70	202—247—262	2,6×2,3×1,8	4,85	315		
ЦНВ80/3,2	75—80—105	3,2—3,4—3,2	230—255—325	3,3×2,2×1,8	5,70	315		
ЦНВ100/3,2	85—100—110	3,35—3,2—2,9	270—310—335	3,5×2,2×1,8	5,85	400		
ЦНВ130/3,2	120—135—140	3,4—3,3—3,2	375—405—430	3,7×2,4×2,0	5,90	500		
ЦНВ160/3,2	130—160—170	3,4—3,2—2,7	410—480—500	3,8×2,4×2,1	6,60	630		6000; 10000

3.8. Центробежные компрессоры

Характеристики центробежных компрессоров ОАО «Казанькомпрессормаш» приведены в табл. 3.26, компрессоров фирмы «Атлас Копко» — в табл. 3.27.

Таблица 3.26. Параметры центробежных компрессоров ОАО «Казанькомпрессормаш»

Тип компрессора (компрессорной установки)	Сжимаемый газ	Производительность, м³/мин	Давление, МПа		Привод
			начальное	конечное	
ЦК-135/8М1	Воздух, азот	135	0,1	0,78	Электрический
ЦК-115/9	Воздух, азот	115	0,1	0,9	Электрический
543ЦК-450/35М1	Воздух	450	0,1	3,5	Электрический
ВЦ1-75/10	Воздух	75	0,1	0,10	Дизель
32ВЦ-100/9	Воздух, азот	100	0,1	0,9	Электрический
43ВЦ-160/9	Воздух, азот	160	0,1	0,9	Электрический
АЭРОКОМ 22-63/9	Воздух	62,6	0,099	0,9	Электрический
АЭРОКОМ 2-60/3,5 УХЛ4	Воздух	60	0,102	0,35	Электрический
АЭРОКОМ АА-250/9,4	Воздух	262	0,102	0,94	Электрический
АЭРОКОМ АА-100/35	Воздух	253	0,102	0,94	Электрический
АЭРОКОМ АА-250/9Д	Воздух	253	0,102	0,94	Электрический
АЭРОКОМ 43-120/90М5	Воздух	113	0,0985	0,9	Электрический
ЦНОН-160/1,8	Воздух	160	0,1	0,18	Электрический
ЦКОН-43-160/9Р	Воздух	160	0,098	0,9	Электрический
ЦНОН-60/2,5	Воздух	60	0,1033	0,25	Электрический
КТК-7/14	Кислород	117	0,1	1,4	Электрический

Таблица 3.27. Параметры центробежных компрессоров фирмы «Атлас Копко»

1. Компрессоры среднего давления

Модель компрессора	Рабочее давление p , МПа	Диапазон производительности Q , м ³ /ч	Мощность электродвигателя N , кВт	Уровень шума, дБ	Масса m , кг	Размеры $l \times b \times h$, мм
Двухступенчатые компрессоры						
ZH7000	0,35; 0,39; 0,42; 0,46	4332—7280	315—500	68	6500	5000×2120×2400
ZH10000		6720—10933	500—710	68	10500	5250×2120×2400
ZH15000		10900—17032	710—1250	68	18000	5800×2370×2630
Трехступенчатые компрессоры						
ZH7000	0,7; 0,8; 0,9; 1,04	4360—7350	450—800	74	8000	5000×2120×2400
ZH10000		6700—11246	630—1120	74	12000	5250×2120×2400
ZH15000		10870—16910	1120—1850	74	15000	5800×2370×2630

2. Безмасляные центробежные компрессоры низкого давления

Модель компрессора	Диапазон давлений, МПа	Диапазон производительности, м ³ /мин	Мощность электродвигателя N_d , кВт	Уровень шума, дБ	Масса m , кг	Размеры $l \times b \times h$, мм
ZB80VSD	0,03—0,10	25,4—59,3	80	67	1130	1520×1446×2076
ZB120VSD	0,03—0,14	23,2—63,7	120		1180	
ZB160VSD	0,03—0,17	23,2—70,0	160		1230	

Раздел 4

ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕПЛООБМЕННИКАХ

Теплообменный (или теплоиспользующий) аппарат является одним из наиболее распространенных и важных элементов энергетических, коммунально-бытовых и технологических установок. Любые преобразования энергии из одного вида в другой, а также передача энергии от одного аппарата либо машины к другому сопровождаются переходом некоторой части всех других видов энергии в тепловую. Поэтому практически во всех машинах и аппаратах теплообмен имеет важное значение.

На теплоиспользующие аппараты приходится значительная доля капиталовложений в энергетические, коммунально-бытовые и технологические установки. При строительстве тепловых электростанций (если учесть, что паровые котлы также являются теплообменниками) капиталовложения в теплообменные аппараты составляют до 70 % капиталовложений в оборудование электростанций. На современных нефтеперерабатывающих заводах капиталовложения в теплообменные аппараты достигают 40—50 %, на газобензиновых заводах — 40 %.

Теплообменные аппараты, как и другие элементы энергетических, коммунально-бытовых и технологических установок, работают в условиях переменного режима. Однако эксплуатационные, статические и динамические характеристики теплообменных аппаратов зависят не только от изменений расходных режимов и технологических параметров потоков, но и от таких факторов, как накопление загрязнений, накипи, сажи, смол на стенках труб, появление коррозии и др.

Высокая тепловая производительность теплоиспользующего аппарата определяется многими факторами, в первую очередь, интенсивным теплообменом, высокой теплопроводностью материала, малым заносом поверхностей теплообмена, своевременной продувкой и промывкой внутренних полостей аппарата, поддержанием оптимального режима работы. Экономичность работы аппарата может быть достигнута малыми затратами энергии на прокачивание теплоносителей, минимальным уносом технологического продукта с продувочными газами и промывочными водами, увеличением межремонтных периодов, максимальной механизацией и автоматизацией обслуживания. Заданные технологические условия процесса (температура, давление, химический состав и концентрация среды, время технологической обработки) и высокое качество продукции обеспечиваются выбором оптимальных температур теплоносителей, правильным расчетом поверхности теплообмена, подбором надлежащих конструкционных материалов, не вступающих в химическое взаимодействие со средой, выбором наиболее выгодных скоростей теплоносителей, строгой цикличностью или непрерывностью процесса и удобством его регулирования.

4.2. ВИДЫ И КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

Классификация. Теплообменными аппаратами (теплообменниками) называются устройства, предназначенные для обмена теплотой между греющей и обогреваемой рабочими средами. Последние принято называть *теплоносителями*.

Необходимость передачи теплоты от одного теплоносителя к другому возникает во многих отраслях техники: энергетике, химической, металлургической, нефтяной, пищевой и других отраслях промышленности.

В котельном агрегате теплота, выделяющаяся при горении топлива, передается воде и пару, т.е. котельный агрегат представляет собой совокупность теплообменных аппаратов. В атомной силовой установке выделяемая ядерным реактором теплота воспринимается первичным теплоносителем, который сам становится радиоактивным. В этой установке используется вторичный теплоноситель, который получает тепло от первичного в теплообменном аппарате. Процесс регенерации в газотурбинной установке осуществляется путем передачи теплоты в теплообменнике от отработанных продуктов сгорания сжатому воздуху.

Широкое распространение теплообменных аппаратов обусловило многообразие их конструктивного оформления.

Теплообменные аппараты классифицируются следующим образом:

по назначению — подогреватели, конденсаторы, охладители, испарители, парообразователи и т.п.;

по принципу действия — рекуперативные, регенеративные и смешивающие.

Рекуперативными называются такие теплообменные аппараты, в которых теплообмен между теплоносителями происходит через разделительную стенку. При теплообмене в аппаратах такого типа тепловой поток в каждой точке поверхности разделительной стенки сохраняет постоянное направление.

Температура нагрева теплоносителя составляет 400—500 °С для конструкций из углеродистой стали и 700—800 °С для конструкций из легированных сталей.

В рекуперативных теплообменниках теплоносители омывают стенку с двух сторон и обмениваются при этом теплотой.

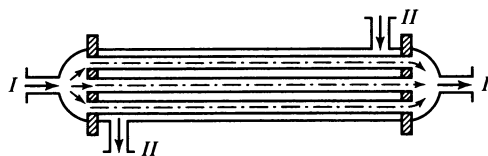


Рис. 4.1. Простейший рекуперативный теплообменник:

I, II — теплоносители

Процесс теплообмена протекает непрерывно и имеет обычно стационарный характер. На рис. 4.1 показан пример рекуперативного теплообменника, в котором один из теплоносителей протекает внутри труб, а второй омывает их наружные поверхности.

Стенка, которая омывается с обеих сторон теплоносителями, называется рабочей поверхностью теплообменника.

Регенеративными называются такие теплообменные аппараты, в которых два или большее число теплоносителей попеременно соприкасаются с одной и той же поверхностью нагрева. Во время соприкосновения с разными теплоносителями поверхность нагрева или получает теплоту и аккумулирует ее, а затем отдает, или, наоборот, сначала отдает аккумулированную теплоту и охлаждается, а затем нагревается. В разные периоды времени теплообмена (нагрев или охлаждение поверхности нагрева) направление теплового потока в каждой точке поверхности нагрева изменяется на противоположное.

В качестве примера на рис. 4.2 представлена схема регенеративного воздухоподогревателя котельного агрегата с медленно вращающимся (2—5 об/мин) ротором — аккумулятором теплоты. Ротор имеет набивку из тонких гофрированных стальных листов (рис. 4.2, б), заключенных в закрытый кожух 3. К кожуху присоединяются воздушный и газовый короба. Во время работы теплообменника ротор его вращается, поэтому нагретые элементы набивки непрерывно переходят из полости

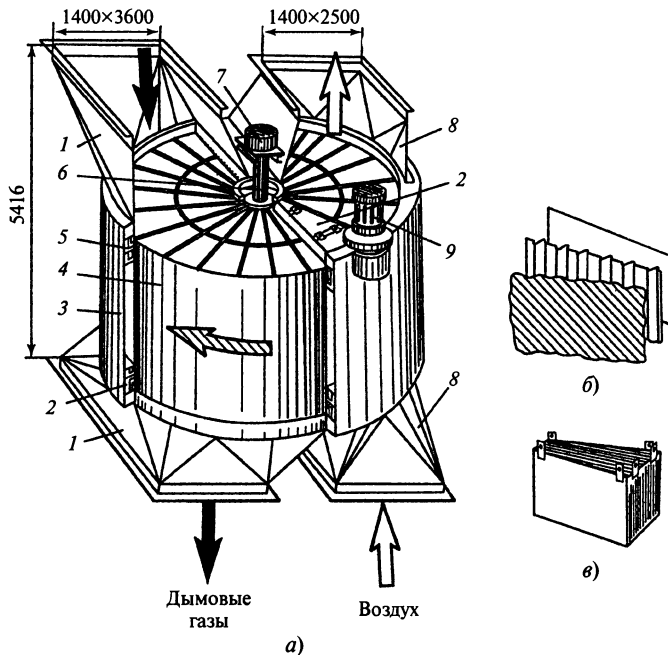


Рис. 4.2. Регенеративный воздухоподогреватель:

а — общий вид; *б* — отдельные пластины различной формы; *в* — секция с пластинами; 1 — газовые патрубки; 2, 5 — радиальное и периферийное уплотнения; 3 — неподвижный наружный кожух; 4 — набивка; 6 — вал ротора; 7 — верхний и нижний подшипники; 8 — воздушные патрубки; 9 — электродвигатель

горячего газа в полость холодного воздуха, а охладившиеся элементы — наоборот.

Смешивающими называют такие теплообменные аппараты, в которых тепло и массообмен происходят при непосредственном контакте и смешивании теплоносителей. Поэтому смешивающие теплообменники иногда называют контактными. Наиболее важным фактором в рабочем процессе смешивающего теплообменного аппарата является поверхность соприкосновения теплоносителей. В качестве примера на рис. 4.3 показана схема смешивающего теплообменника (деаэратора) для подогрева воды паром при термическом удалении растворенных газов (воздуха).

Основные теплоносители. В качестве теплоносителей в зависимости от назначения производственных процессов могут применяться самые разнообразные газообразные, жидкие и твердые вещества.

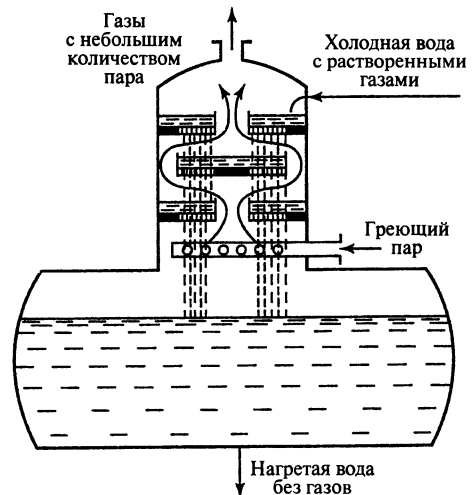


Рис. 4.3. Смешивающий теплообменник для подогрева воды паром при термическом удалении растворенных газов

В производственных аппаратах и системах отопления и горячего водоснабжения наиболее большое распространение получили следующие теплоносители.

Водяной пар как греющий теплоноситель получил широкое распространение благодаря следующим своим достоинствам.

1. Высокие коэффициенты теплоотдачи при конденсации водяного пара позволяют получать относительно небольшие поверхности теплообмена.

2. Большое изменение энтальпии при конденсации водяного пара позволяет расходовать малое массовое количество его для передачи сравнительно больших количеств теплоты.

3. Постоянная температура конденсации при заданном давлении дает возможность наиболее просто поддерживать постоянный режим и регулировать процесс в аппаратах.

Наиболее часто употребляемое давление греющего пара в теплообменниках составляет от 0,2 до 1,2 МПа.

Горячая вода получила большое распространение в качестве греющего теплоносителя, особенно в отопительных и вентиляционных установках. Подогрев воды осуществляется в специальных водогрейных котлах, производственных технологических агрегатах (например, в печах) или

водонагревательных установках ТЭЦ и котельных. Горячую воду как теплоноситель можно транспортировать по трубопроводам на значительные расстояния (на несколько километров). При этом понижение температуры воды в хорошо изолированных трубопроводах составляет не более 1 °С на 1 км. Достоинством воды как теплоносителя является сравнительно высокий коэффициент теплоотдачи. Как правило, в системах производственного и коммунального отопления используется горячая вода с температурой 70—150 (200) °С.

Дымовые и топочные газы как греющая среда применяются обычно на месте их получения для непосредственного нагрева промышленных изделий и материалов, если физико-химические характеристики последних не изменяются при загрязнении сажей и золой. Если по условиям эксплуатации загрязнение обрабатываемого материала недопустимо, дымовые газы направляются в рекуперативный теплообменник, где отдают свою теплоту воздуху, а последний нагревает обрабатываемый материал.

Достоинством топочных газов является возможность нагрева ими материала до весьма высоких температур, которые требуются иногда по технологическим условиям производства.

Таблица 4.1. Характеристики высокотемпературных теплоносителей

Теплоноситель	Химическая формула	Температура °С	
		отвердевания	кипения
Минеральные масла	—	От –20 до –30	От 300 до 500
Нафталин	$C_{10}H_8$	80,2	218
Дифенил	$C_{12}H_{10}$	69,5	255
Дифениловый эфир	$(C_6H_5)_2O$	27	259
Глицерин	$C_3H_5(OH)_3$	–17,9	290
Кремнийорганические соединения	$(CH_3C_6H_4O)_4$	От –30 до –40	440
Нитритнитратная смесь	7 % $NaNO_3$ + 40 % $NaNO_2$ + 53 % KNO_3	143	Выше 550
Сплав натрия-калий	25 % Na, 75 % K	–11,0	784

Однако дымовые и топочные газы как греющая среда имеют ряд недостатков.

1. Малая плотность газов влечет за собой необходимость получения больших объемов для обеспечения достаточной теплопроизводительности, а последнее приводит к созданию громоздких трубопроводов.

2. Вследствие малой удельной теплоты газов их необходимо подавать в аппараты в большом количестве с высокой температурой. Последнее обстоятельство вынуждает применять огнеупорные материалы для трубопроводов.

3. Из-за низкого коэффициента теплоотдачи со стороны газов теплоиспользующая аппаратура должна иметь большие поверхности нагрева и поэтому получается весьма громоздкой.

Высокотемпературные теплоносители. В настоящее время в промышленности для высокотемпературного обогрева, кроме дымовых газов, применяют минеральные масла, органические соединения, расплавленные металлы и соли. Характеристики некоторых высокотемпературных теплоносителей приведены в табл. 4.1

Низкотемпературные теплоносители представляют собой вещества, кипящие при температурах ниже 0 °С. Типичными из них являются: аммиак NH_3 , диоксид углерода CO_2 , сернистый ангидрид SO_2 и большой ряд галоидных производных насыщенных углеводородов, применяющихся в качестве хладагентов в холодильной технике.

4.3. КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ ПОВЕРХНОСТНОГО ТИПА

Конструкции современных рекуперативных теплообменных аппаратов поверхностного типа непрерывного действия весьма разнообразны, рассмотрим наиболее характерные.

Кожухотрубчатые теплообменники представляют собой аппараты, выполненные из пучков труб, скрепленных с помощью трубных решеток (досок) и ограниченных кожухами и крышками с патрубками. Трубное и межтрубное пространство в аппарате разобщены, а каждое из них может быть разделено перегородками на несколько ходов. Перегородки предназначены для увеличения скорости и, следовательно, коэффициента теплоотдачи теплоносителей. Теплообменники этого типа предназначаются для теплообмена между различными жидкостями, между жидкостями и паром, между жидкостями и газами. Типовые конструкции кожухотрубчатых теплообменников применяются в случаях, когда требуется большая поверхность теплообмена.

При нагреве жидкости паром в большинстве случаев пар вводится в межтрубное пространство, а нагреваемая жидкость протекает по трубкам. В кожухотрубчатых теплообменниках проходное сечение межтрубного пространства в 2—3 раза больше проходного сечения внутри труб. Поэтому при одинаковых расходах теплоносителей, имеющих одинаковое агрегатное состояние, скорости теплоносителя в межтрубном пространстве более низкие и коэффициенты теплоотдачи на поверхности межтрубного пространства невысоки, что снижает коэффициент теплопередачи в аппарате. На рис. 4.4 показаны различные типы кожухотрубчатых теплообменников.

Теплопередающая поверхность аппаратов может составлять от нескольких сотен квадратных сантиметров до нескольких тысяч квадратных метров. Так, конденсатор современной паровой турбины мощностью 300 МВт имеет более 20 тыс. труб с общей поверхностью теплообмена около 15 тыс. м².

Корпус (кожух) кожухотрубчатого теплообменника представляет собой цилиндр, сваренный из одного или нескольких сталь-

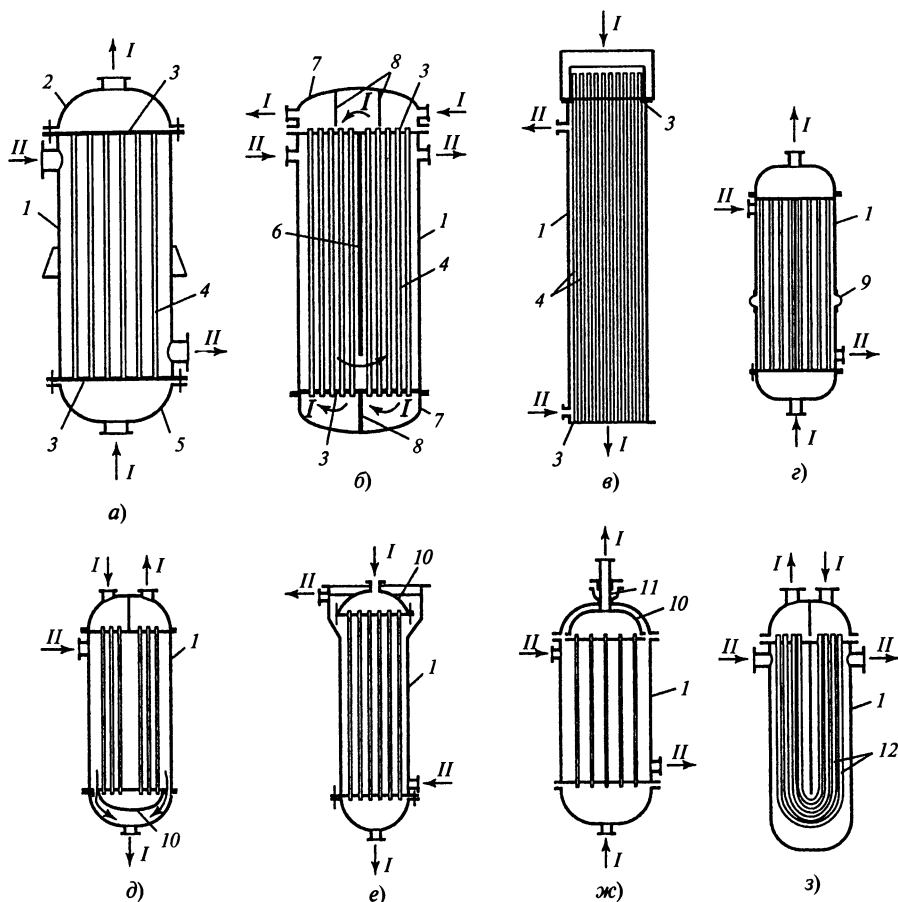


Рис. 4.4. Типы кожухотрубчатых теплообменников:

a — одноходовой; *б* — многоходовой; *в* — пленочный; *г* — с линзовым компенсатором; *д* — с плавающей головкой закрытого типа; *е* — с плавающей головкой открытого типа; *ж* — с сальниковым компенсатором; *з* — с U-образными трубками; *1* — кожух; *2* — выходная камера; *3* — трубная решетка; *4* — трубы; *5* — входная камера; *6* — продольная перегородка; *7* — камера; *8* — перегородки в камере; *9* — линзовый компенсатор; *10* — плавающая головка; *11* — сальник; *12* — U-образные трубки; *I, II* — теплоносители

ных листов. Кожухи различаются, главным образом, способом соединения с трубной решеткой и крышками. Толщина стенки кожуха определяется максимальным давлением рабочей среды и диаметром аппарата, но должна быть не менее 4 мм. К цилиндрическим кромкам кожуха привариваются фланцы для соединения с крышками или

днищами. На наружной поверхности кожуха привариваются патрубки и опоры аппарата.

Трубки кожухотрубчатых аппаратов изготовляют прямыми или изогнутыми (U-образными) диаметром от 12 до 57 мм.

Материал трубок выбирается в зависимости от среды, омывающей их поверхность. Применяются трубки из стали, латуни и специальных сплавов.

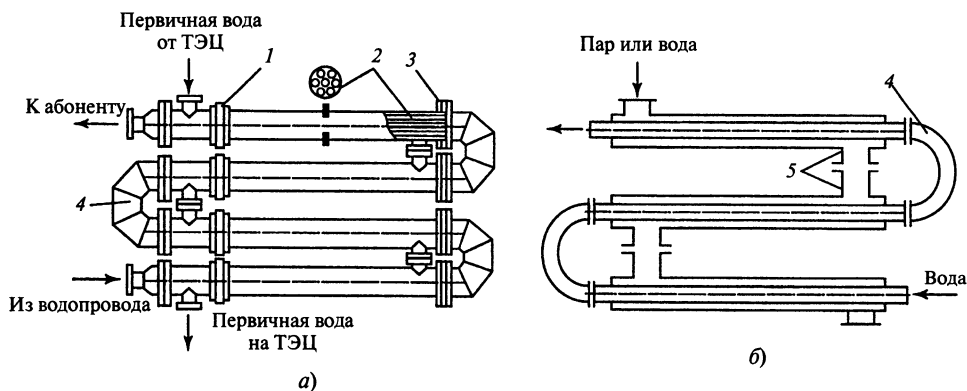


Рис. 4.5. Секционные теплообменники:

а — водяной подогреватель теплосети; *б* — подогреватель типа «труба в трубе»; 1 — линзовый компенсатор; 2 — трубы; 3 — трубная решетка с фланцевым соединением с кожухом; 4 — калач; 5 — соединительные патрубки

Трубные решетки служат для закрепления в них трубок с помощью развальцовки, заварки, запайки или сальниковых соединений. Трубные решетки зажимаются болтами между фланцами кожуха и крышки, либо привариваются к кожуху, либо соединяются болтами только с фланцами свободной камеры (рис. 4.5 и 4.6).

Крышки кожухотрубчатых аппаратов имеют форму плоских плит, конусов, сфер, а чаще всего выпуклых или вогнутых эллипсов.

Секционные теплообменники (см. рис. 4.5) представляют собой разновидность трубчатых аппаратов и состоят из нескольких последовательно соединенных секций, каждая из которых представляет собой кожухотрубчатый теплообменник с малым числом труб и кожухом небольшого диаметра.

В секционных теплообменниках при одинаковых расходах жидкостей скорости движения теплоносителей в трубах и межтрубном пространстве почти равновелики, что обеспечивает повышенные коэффициенты теплопередачи по сравнению с обычными трубчатыми теплообменниками.

Недостатками секционных теплообменников являются: высокая стоимость единицы поверхности нагрева, так как деление ее на секции вызывает увеличение количества наиболее дорогих элементов аппарата — трубных решеток, фланцевых соединений, переходных камер, компенсаторов и т.д.; значительные гидравлические сопротивления вследствие различных поворотов и переходов вызывают повышенный расход электроэнергии на привод прокачивающего теплоноситель насоса.

Кожухи серийных секционных теплообменников изготавливают из труб длиной до 4 м, внутренним диаметром от 50 до 305 мм. Число трубок в секции составляет от 4 до 151, поверхность нагрева от 0,75 до 26 м², трубы — латунные диаметром 16/14 мм. Отношение поверхности нагрева к объему теплообменника достигает 80 м²/м³, а удельный конструкционный вес составляет 50—80 кг/м² поверхности нагрева.

Характеристики горизонтальных секционных разъемных водо-водяных теплообменников представлены в табл. 4.2, вертикальных пароводяных — в табл. 4.3.

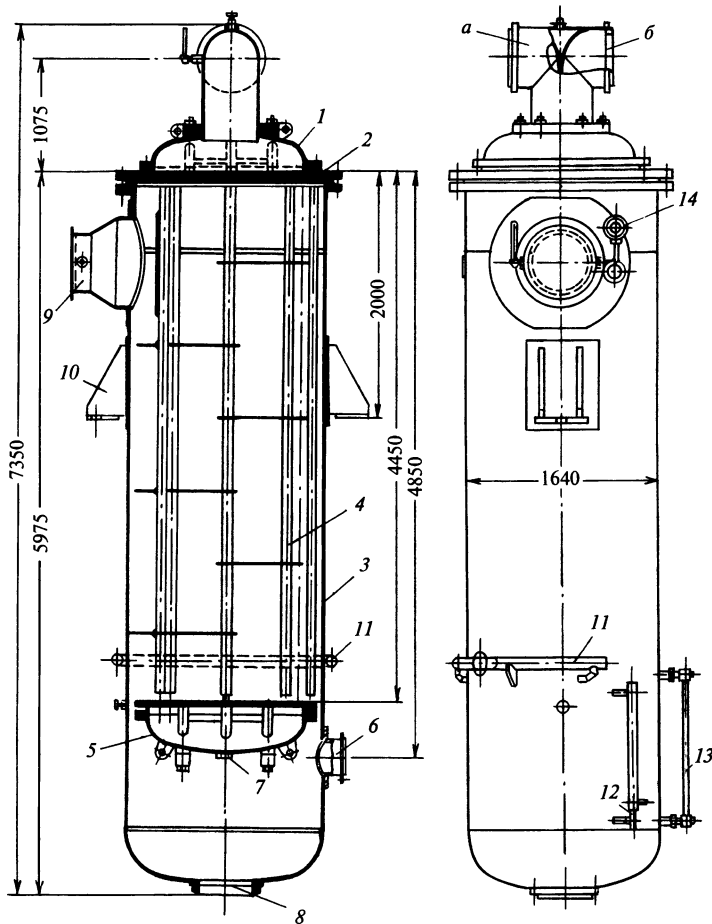


Рис. 4.6. Сетевой вертикальный подогреватель типа ПСВ-500-14-23:

a — вход воды; *б* — выход воды; 1 — крышка подогревателя с входным и выходным патрубками для сетевой воды; 2 — верхняя трубная доска; 3 — корпус подогревателя; 4 — трубная система с перегородками; 5 — камера водяная нижняя; 6 — патрубок для ввода конденсата; 7 — слив воды из трубной системы; 8 — патрубок отвода конденсата; 9 — штуцер для подвода пара; 10 — опора; 11 — кольцо для отсоса воздуха; 12 — уравнильный сосуд; 13 — водоуказательное стекло; 14 — манометр

Таблица 4.2. Параметры горизонтальных секционных разъемных водо-водяных теплообменников

Типоразмер секции и диаметр ее корпуса, мм	Поверхность нагрева, м ²	Число труб в пучке и живое сечение, м ²		Типоразмер секции и диаметр ее корпуса, мм	Поверхность нагрева, м ²	Число труб в пучке и живое сечение, м ²	
		Трубный пучок	Межтрубное пространство			Трубный пучок	Межтрубное пространство
1. С латунными трубками на $p_y = 1,0$ МПа							
01 (57×3,5) 02	0,37 0,75	4/0,00062	0,00116	31 (57×3,5) 32	0,36 0,73	4/0,00055	0,00116
03 (76×3,5) 04	0,65 1,31	7/0,00108	0,00233	33 (76×3,5) 34	0,63 1,27	7/0,00096	0,00233
05 (89×3,5) 06	1,11 2,24	12/0,00185	0,00287	35 (89×3,5) 36	1,08 2,18	12/0,00164	0,00287
07 (114×4) 08	1,76 3,54	19/0,00293	0,00500	37 (114×4) 38	1,70 3,45	19/0,00260	0,00500
09 (168×5) 10	3,4 6,9	37/0,00570	0,01220	39 (168×5) 40	3,31 6,71	37/0,00506	0,01220
11 (219×6) 12	5,89 12,0	64/0,00985	0,02079	41 (219×6) 42	5,73 11,6	64/0,00876	0,02079
13 (273×7) 14	10,0 20,3	109/0,01679	0,03077	43 (273×7) 44	9,74 19,7	109/0,01492	0,03077
15 (325×8) 16	13,8 28,0	151/0,02325	0,04464	45 (325×8) 46	13,5 27,3	151/0,02066	0,04464
17 (377×9) 18	19,8 40,1	216/0,03325	0,05781	47 (377×9) 48	19,3 39,1	216/0,02956	0,05781
19 (426×9) 20	25,8 52,5	283/0,04356	0,07191	49 (426×9) 50	25,2 51,1	283/0,03873	0,07191
21 (530×9) 22	41,0 83,4	450/0,06927	0,11544	51 (530×9) 52	39,9 81,2	450/0,06158	0,11544

Примечания: 1. Теплообменники секционные, разъемные имеют один или несколько последовательно включенных, одноходовых секций, сочленяемых между собой штулерами и калачами на фланцах. Секции имеют активную длину 2 или 4 м и пучок из латунных трубок диаметром 16×1 мм или стальных трубок. Допустимая температура греющего теплоносителя 200 °С.

2. В числителе — типоразмер с активной длиной 2 м, в знаменателе — с активной длиной 4 м.

3. Теплообменники со стальными трубками должны применяться для подогрева или охлаждения химически очищенной деаэрированной воды.

Таблица 4.3. Параметры сетевых вертикальных пароводяных подогревателей
Саратовского завода тяжелого машиностроения

Параметр	Тип сетевого подогревателя									
	ПСВ-45-7-15	ПСВ-63-7-15	ПСВ-90-7-15	ПСВ-125-7-15	ПСВ-200-3-23	ПСВ-200-14-23	ПСВ-315-3-23	ПСВ-315-14-23	ПСВ-500-3-23	ПСВ-500-14-23
Поверхность нагрева, м ²	45	63	90	125	200	200	315	315	500	500
Расчетный пропуск воды, т/ч	90/180	120/240	175/350	250/500	400/800	400/800	1130	1130	1500	1500
Допустимое избыточное давление/температура по пару, МПа (кгс/см ²)/°C	0,7 $\frac{(7)}{400}$	0,7 $\frac{(7)}{400}$	0,7 $\frac{(7)}{400}$	0,7 $\frac{(7)}{400}$	0,3 $\frac{(3)}{400}$	1,4 $\frac{(14)}{400}$	0,3 $\frac{(3)}{400}$	1,4 $\frac{(14)}{400}$	0,3 $\frac{(3)}{400}$	1,4 $\frac{(14)}{400}$
Допустимое избыточное давление/температура по воде, МПа (кгс/см ²)/°C	1,5 $\frac{(15)}{150}$	1,5 $\frac{(15)}{150}$	1,5 $\frac{(15)}{150}$	1,5 $\frac{(15)}{150}$	2,3 $\frac{(23)}{130}$	2,3 $\frac{(23)}{180}$	2,3 $\frac{(23)}{130}$	2,3 $\frac{(23)}{180}$	2,3 $\frac{(23)}{130}$	2,3 $\frac{(23)}{180}$
Диаметр труб, мм	19/17	19/17	19/17	19/17	19/17	19/17	19/17	19/17	19/17	19/17
Число ходов по воде	4/2	4/2	4/2	4/2	4/2	4/2	2	2	2	2
Число труб в одном ходе	57/114	80/160	114/228	160/320	255/510	255/510	606	606	964	964
Живое сечение для воды, м ²	0,013 $\frac{0,026}{0,026}$	0,018 $\frac{0,036}{0,036}$	0,026 $\frac{0,052}{0,052}$	0,036 $\frac{0,072}{0,072}$	0,057 $\frac{0,114}{0,114}$	0,057 $\frac{0,114}{0,114}$	0,136	0,136	0,216	0,216

Параметр	Тип сетевого подогревателя									
	ПСВ-45-7-15	ПСВ-63-7-15	ПСВ-90-7-15	ПСВ-125-7-15	ПСВ-200-3-23	ПСВ-200-14-23	ПСВ-315-3-23	ПСВ-315-14-23	ПСВ-500-3-23	ПСВ-500-14-23
Наружный диаметр корпуса, мм	720	816	1020	1020	1232	1232	1524	1544	1624	1640
Условный проход штуцеров по воде $d_{шт}$, мм	150	250	300	300	350	350	500	500	500	500
Условный проход парового штуцера $D_{шт}$, мм	200	200	350	350	450	300	600	450	800	500
Масса подогревателя без воды, т	2,02	2,51	3,82	4,08	6,76	6,97	11,65	12,42	14,00	14,97
Расстояние между перегородками трубного пучка, м	1,32	1,32	1,31	1,31	1,33	1,33	1,2	1,2	1,23	1,19

Примечания: 1. Все подогреватели имеют прямой пучок труб из латуни Л-68.

2. Первые шесть типоразмеров выпускаются четырехходовыми, но допускается переход на двухходовую схему (4/2).

Пластинчатые теплообменники имеют плоские поверхности теплообмена. Обычно такие теплообменники применяют для теплоносителей, коэффициенты теплоотдачи которых одинаковы.

Пластинчатый теплообменник состоит из ряда тонких металлических пластин с гофрированной поверхностью, которые скрепляются между собой посредством уплотнительных прокладок или соединяются сваркой (иногда эти способы сборки сочетаются) в зависимости от используемого теплоносителя, а также от ряда конструктивных причин, например необходимости удалить или добавлять пластины в процессе эксплуатации. Пластины сжимаются в пакет на жесткой раме с направляющими с помощью мощных прижимных плит и стяжных болтов, чтобы создать технологическую систему для заполнения параллельных каналов. Одна жидкая или

газообразная среда движется по четным каналам, другая — по нечетным (рис. 4.7).

Недостатками изготовлявшихся до недавнего времени пластинчатых теплообменников являлись малая герметичность и незначительные перепады давлений между теплоносителями.

В последнее время выпускают компактные разборные пластинчатые теплообменники, состоящие из штампованных металлических листов с внешними выступами, расположенными в коридорном или шахматном порядке. Такие конструкции применяются для теплообмена между жидкостями и газами и работают при перепадах давлений до 12 МПа. Благодаря незначительному расстоянию между пластинами (6—8 мм) такие теплообменники весьма компактны. Удельная поверхность нагрева (отношение площади поверхности к объему) составляет 200—300 м²/м³. Поэтому плас-

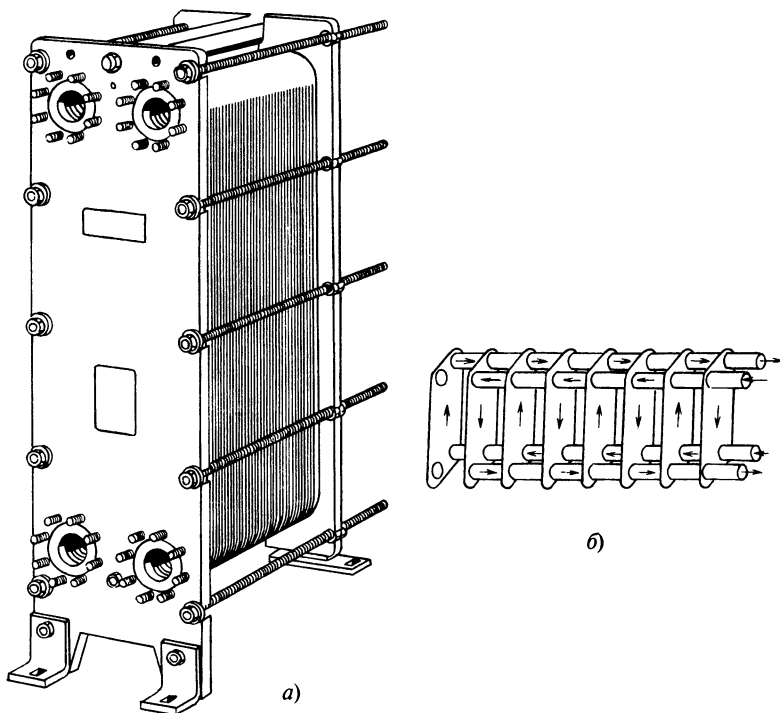


Рис. 4.7. Пластинчатый водо-водяной теплообменник «Теплотекс»:

а — общий вид; б — схема движения теплоносителей

тинчатые теплообменники в ряде случаев вытесняют трубчатые и спиральные.

В табл. 4.4 для сравнения представлены некоторые характеристики рекуперативных теплообменников, из которых видно, что площадь поверхности теплообмена, приходящаяся на единицу объема, у пластинчатых устройств небольшая, а масса, приходящаяся на 1 м² поверхности теплообмена, наименьшая. Это предопределяет применение пластинчатых теплообменников в транспортных тепловых установках, авиационных двигателях, криогенных системах, где при высокой эффективности процесса необходимы компактность и малая масса.

Органически такой конструкции присущи следующие недостатки: трудности чистки внутри каналов при ремонте, частичной замены поверхности теплообмена, а также невозможность изготовления пластинчатых теплообменников из чугуна и хрупких материалов и их длительная эксплуатация.

В настоящее время в системах теплоснабжения жилищно-коммунальных хозяйств и ряда промышленных предприятий в качестве подогревателей горячего водоснабжения (ГВС) и отопления устанавливаются пластинчатые теплообменники вместо ранее использовавшихся для этих целей традиционных секционных кожухотрубчатых подогревателей. Это связано с

целым рядом обстоятельств.

1. Коэффициент теплопередачи в пластинчатых теплообменниках в 3—4 раза больше, чем в кожухотрубчатых, благодаря специальному гофрированному профилю проточной части пластины, обеспечивающему высокую степень турбулизации потоков теплоносителей. Соответственно в 3—4 раза поверхность пластинчатых теплообменников меньше, чем кожухотрубчатых.

2. Пластинчатые теплообменники имеют малую металлоемкость, очень компактны, их можно установить в небольшом помещении.

3. В отличие от кожухотрубчатых, их можно легко разобрать и быстро чистить. При этом не требуется демонтаж подводящих трубопроводов.

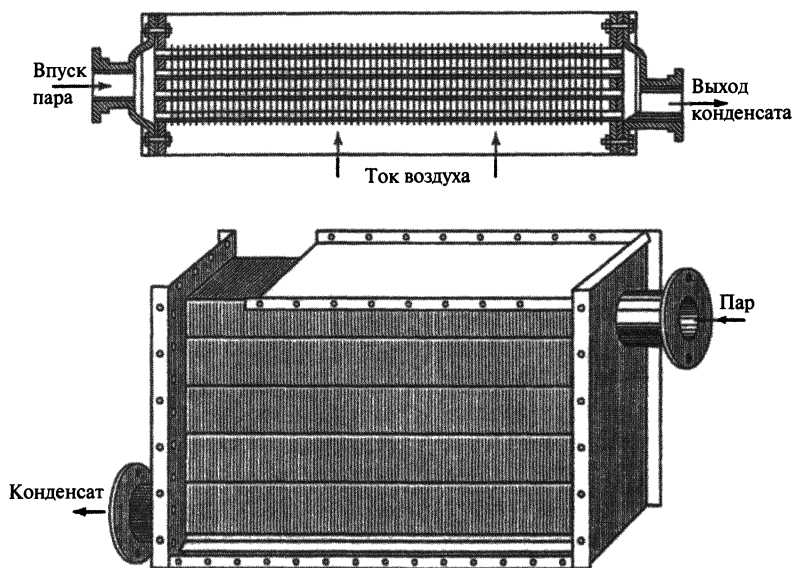
4. В пластинчатом теплообменнике можно легко и быстро заменить пластину или прокладку, а также увеличить его поверхность, если со временем возрастет тепловая нагрузка.

Трудно точно рассчитать секционные кожухотрубчатые теплообменники на требуемую тепловую производительность и допустимые потери напора, так как поверхность одной секции велика и достигает 28 м² (при условном диаметре $D_y = 300$ мм).

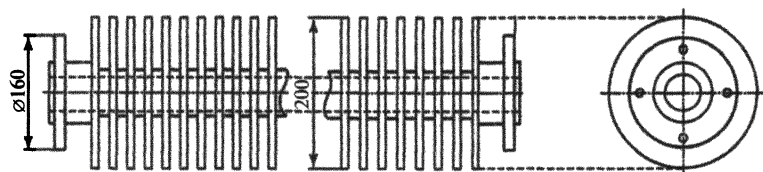
Пластинчатые теплообменники набираются из отдельных пластин, поверхность

Таблица 4.4. Характеристики компактности и металлоемкости рекуперативных теплообменников

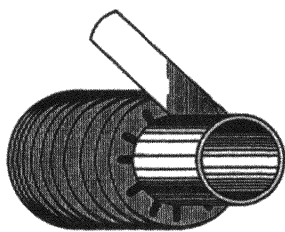
Тип теплообменного аппарата	Площадь на единицу объема, м ² /м ³	Масса на 1 м ² поверхности, кг/м ²
Трубчатые:		
кожухотрубчатый	18—40	35—80
секционный	4—15	175—200
Пластинчатые:		
с гладкими листами	10—60	5—20
спиральный	34—72	30—50
штампованный (волнистый или сферический)	300—6000	5—10
пластинчатый с ребрами	600—1800	2—4



а)



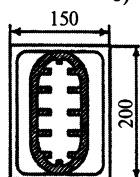
б)



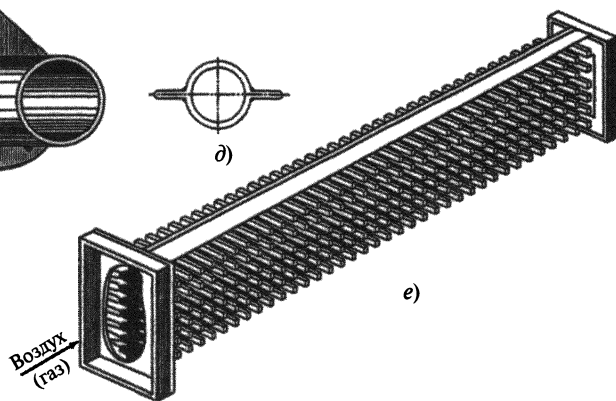
в)



г)



з)



е)

нагрева которых, как правило, не превышает 1 м. Это обстоятельство в сочетании с оптимально выбранным типом пластины позволяет точно, без лишнего запаса, выбрать теплопередающую поверхность теплообменника.

По своим техническим характеристикам пластинчатые теплообменники «Теплотекс» являются разборными и одноходовыми; материал пластины — сталь AISI 316; толщина пластины — 0,5—0,6 мм; материал прокладки — резина EPDM; максимальная рабочая температура теплоносителя — +150 °С; рабочее давление — 1—2,5 МПа; расходы воды в зависимости от типа теплообменника — от 2 до 100 кг/с; площадь поверхности — от 1,5 до 373 м² (табл. 4.5).

Ребристые теплообменники применяются в тех случаях, когда коэффициент теплоотдачи для одного из теплоносителей значительно ниже, чем для второго. Поверхность теплообмена со стороны теплоносителя с низким значением коэффициента теплоотдачи α увеличивают по сравнению с поверхностью теплообмена со стороны другого теплоносителя. В таких аппаратах поверхность теплообмена имеет на одной стороне ребра различной формы (рис. 4.8). Как видно из рисунка, ребристые теплообменники изготавливают самых различных конструкций. При этом ребра выполняют поперечными, продольными, в виде игл, спиралей, из витой проволоки и т.д.

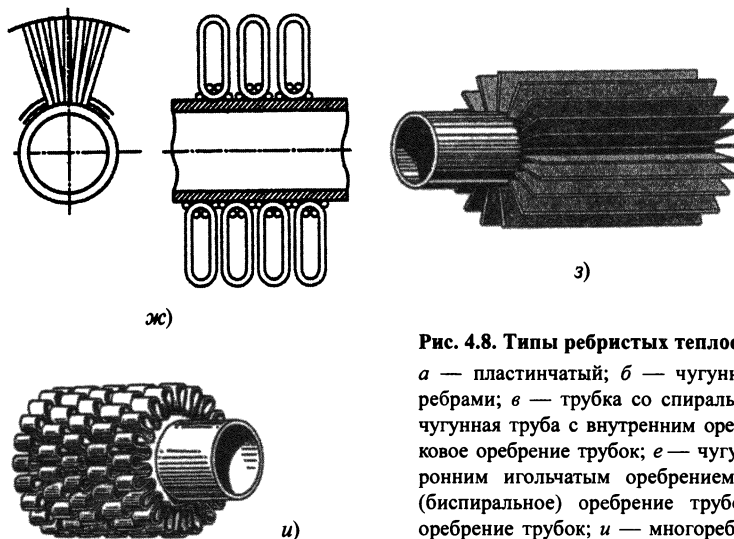


Рис. 4.8. Типы ребристых теплообменников:

а — пластинчатый; б — чугунная труба с круглыми ребрами; в — трубка со спиральным оребрением; г — чугунная труба с внутренним оребрением; д — плавниковое оребрение трубок; е — чугунная труба с двухсторонним игольчатым оребрением; ж — проволочное (биспиральное) оребрение трубок; з — продольное оребрение трубок; и — многоребристая трубка

Таблица 4.5. Параметры пластинчатых теплообменников «Теплотех»

Характеристика теплообменника	Тип теплообменника						
	U2	TR1	H17	N35	R55	A055	A085
Максимальный расход воды, кг/с	1,83	5,56	22,22	30,56	52,78	102,78	102,78
Диаметр штуцеров, мм	20	35	65	80	100	150	150
Площадь поверхности одной пластины, м ²	0,018	0,061	0,17	0,35	0,55	0,55	0,852
Максимальная площадь поверхности теплообменника, м ²	1,13	7,2	40,50	174,30	521,40	240,90	373,20

4.4. РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ ПОВЕРХНОСТНОГО ТИПА

Виды расчета. Конструкции теплообменных аппаратов весьма разнообразны, однако существует общая методика теплотехнических расчетов, которую можно применить для частных расчетов в зависимости от имеющихся исходных данных. Существуют два вида расчетов: конструкторский (проектный) и поверочный.

Конструкторский расчет выполняется при проектировании теплообменного аппарата, когда заданы теплопроизводительность аппарата, теплоносители, их расходы и параметры. Целью конструкторского расчета является определение площади поверхности теплообмена и конструктивных размеров выбранного типа аппарата. Конструкторский расчет состоит из теплового (теплотехнического), гидравлического и механического расчетов.

Поверочный расчет производится для установления возможности применения имеющихся или стандартных теплообменных аппаратов для необходимых технологических процессов. При поверочном расчете заданы размеры аппарата и условия его работы; требуется определить конечные параметры теплоносителей и теплопроизводительность аппарата. Следовательно, цель расчета — выбор условий, обеспечивающих оптимальный режим работы аппарата. В некоторых случаях при таком расчете теплопроизводительность аппарата является заданной, а требуется определить, например, расход и начальную температуру одной из сред.

Теплообмен между теплоносителями существенно изменяется в зависимости от физических свойств и параметров движущихся сред, а также от гидродинамических условий движения. Физические параметры теплоносителей зависят от температуры и определяются по справочникам в зависимости от выбранной средней температуры среды.

Средняя температура теплоносителей $t_{\text{ср}}$ приближенно определяется как среднее

арифметическое начальной $t_{\text{н}}$ и конечной $t_{\text{к}}$ температур:

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{н}} + t_{\text{к}}}{2}.$$

Основными физическими параметрами рабочих сред являются: плотность, вязкость, теплоемкость, теплопроводность, температура кипения, скрытая теплота испарения или конденсации и др. Значения этих параметров можно найти в справочной литературе.

Конструкторский тепловой расчет состоит в совместном решении уравнений тепловых балансов, определяющих теплопроизводительность аппарата, и уравнений теплопередачи.

Для аппаратов, работающих без изменения агрегатного (фазового) состояния теплоносителей, уравнение теплового баланса имеет вид

$$Q = G_1 c_1 (t_1' - t_1'') \eta_{\text{п}} = G_2 c_2 (t_2'' - t_2'). \quad (4.1)$$

Для аппаратов с изменением агрегатного состояния одного из теплоносителей уравнение можно записать в виде

$$Q = D_1 (i_1 - i_{\text{к}}) \eta_{\text{п}} = G_2 c_2 (t_2'' - t_2'), \quad (4.2)$$

где Q — тепловая производительность, Вт; G_1 и G_2 — расходы теплоносителей (воздуха, газов и т.п.), не изменяющих агрегатного состояния, кг/с; D_1 — расход теплоносителя, изменяющего агрегатное состояние, кг/с; c_1 и c_2 — теплоемкости теплоносителей, Дж/(кг · К); t_1' , t_1'' , t_2' и t_2'' — начальные и конечные температуры теплоносителей, °С; i — энтальпия пара, Дж/кг; $i_{\text{к}}$ — энтальпия конденсата, Дж/кг; $\eta_{\text{п}}$ — коэффициент, учитывающий потери теплоты аппарата в окружающую среду.

На основе уравнений (4.1) и (4.2) определяют расход теплоносителей:

а) для теплообмена без изменения агрегатного состояния теплоносителей

$$G_1 = \frac{Q}{c_1 (t_1' - t_1'') \eta_{\text{п}}}, \quad G_2 = \frac{Q}{c_2 (t_2'' - t_2')};$$

б) для теплообмена при изменении агрегатного состояния одного или обоих теплоносителей

$$D_1 = \frac{G_2 c_2 (t_2'' - t_2')}{(i_1 - i_k) \eta_n}.$$

Поверхность нагрева теплообменника, Вт, определяют из уравнения теплопередачи:

$$Q = KF\Delta t, \quad (4.3)$$

где K — коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К); F — площадь поверхности нагрева, м²; Δt — средняя разность температур между теплоносителями, °С.

Для трубчатого теплообменника

$$F = \pi d_{cp} L n z,$$

где d_{cp} — средний диаметр трубы, м; L — длина трубы, м; n — число трубок в одном ходу; z — число ходов.

Для пластинчатого теплообменника из нерифленых листов

$$F = abn,$$

где F — площадь поверхности пластин с одной стороны, м²; a — ширина пластины, м; b — высота пластины, м; n — число пластин.

В большинстве случаев интенсификация теплообмена (большие коэффициенты теплопередачи) и малые поверхности нагрева аппарата достигаются за счет больших скоростей теплоносителей, однако это вызывает большие гидравлические сопротивления и требует значительного расхода электроэнергии на эксплуатацию теплообменника. Поэтому часто бывает необходимо произвести технико-экономический расчет для выбора наиболее выгодных скоростей теплоносителей.

В некоторых случаях гидравлическое сопротивление теплообменного аппарата может быть задано, например, если он должен быть включен между прямой и обратной линиями теплофикационной сети и нужно уложиться в располагаемую разность давлений.

Для наиболее часто применяемых диаметров труб (57, 38 и 25 мм) рекомендуются

скорости жидкости 1,5—2 м/с и не выше 3 м/с; нижний предел скорости для большинства жидкостей составляет 0,06—0,3 м/с. Для маловязких жидкостей скорость, соответствующая числу Рейнольдса $Re = 10^4$, не превышает 0,2—0,3 м/с. Для вязких жидкостей турбулентность потока достигается при значительно больших скоростях, поэтому при расчетах приходится допускать переходный или даже ламинарный режим.

Для газов при атмосферном давлении допускаются скорости до 25 м/с, а массовые скорости 15—20 кг/(м²·с), нижний предел 2—2,5 кг/(м²·с), для насыщенных паров при конденсации рекомендуются скорости до 10 м/с.

Рекомендуются следующие скорости движения теплоносителей в подводящих патрубках, м/с:

Для жидкостей	1,5—3
Для конденсата греющего пара	1—2
Для насыщенного пара	20—30
Для перегретого пара	50
	и более

Из уравнения (4.3) следует, что для определения площади поверхности нагрева предварительно требуется найти коэффициент теплопередачи и средний температурный напор, а также выбрать схему движения теплоносителей в аппарате так, чтобы получить максимальную среднюю разность температур. Это создает наилучшие условия для теплопередачи.

Движение теплоносителей *I* и *II* может быть прямоточным (рис. 4.9, а), противоточным (рис. 4.9, б), перекрестного (рис. 4.9, в) и смешанного тока (рис. 4.9, г и д) со сложным направлением их движения.

Характер изменения температур теплоносителей вдоль поверхности теплообмена определяется схемой движения и соотношением теплоемкостей массовых расходов теплоносителей. На рис. 4.10 представлены графики изменения температур для трех возможных соотношений теплоемкостей и массовых расходов теплоносителей.

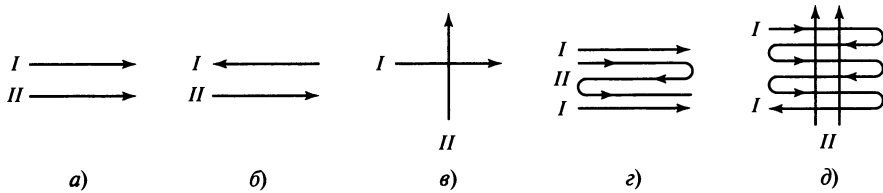


Рис. 4.9. Движение теплоносителей

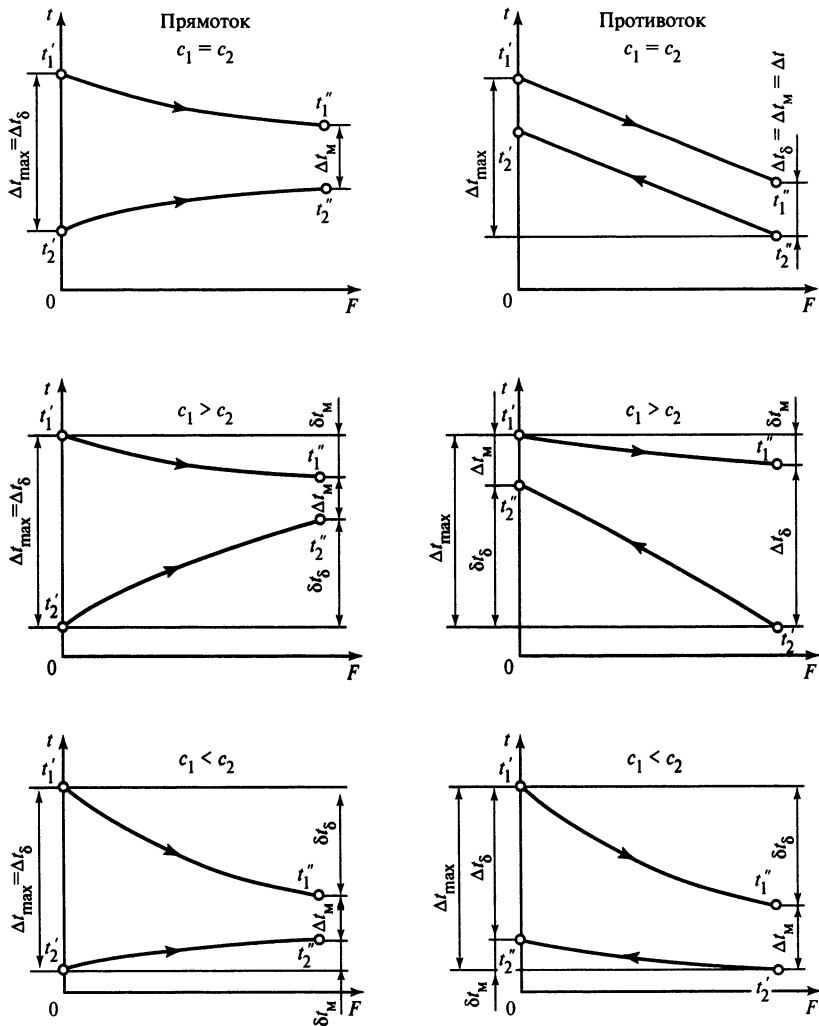


Рис. 4.10. Изменение температур теплоносителей по поверхности аппарата при прямотоке и противотоке

Если температура обоих теплоносителей изменяется вдоль поверхности теплообмена, то при противотоке и прямотоке

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2,3 \lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}, \quad (4.4)$$

где Δt_6 и Δt_m — большая и меньшая разности температур между первичными и вторичными теплоносителями на концах теплообменника.

Полученная разность температур Δt_{cp} называется среднелогарифмическим температурным напором. Формула (4.4) справедлива для простейших схем аппаратов при условии постоянства массового расхода теплоносителей и коэффициента теплопередачи вдоль всей поверхности теплообмена.

Расчет средней разности температур для сложных схем движения теплоносителей производят следующим образом: сначала определяют температурный напор по формуле (4.4), а затем находят вспомогательные величины:

$$P = \frac{t_2'' - t_2'}{t_1' - t_2'} = \frac{\delta t_2}{\Delta t_{\max}};$$

$$R = \frac{t_1' - t_1''}{t_2'' - t_2'} = \frac{\delta t_1}{\delta t_2},$$

где δt_1 и δt_2 — приращения температур горячего и холодного теплоносителей.

Величина P представляет собой отношение степени нагрева холодной среды к максимально возможному перепаду температур, величина R — отношение степени охлаждения горячей среды к степени нагрева холодной среды.

В зависимости от величин P и R из графика, приведенного на рис. 4.11, определяют поправку $\varepsilon_{\Delta t} = f(P, R)$. Температурный напор находят по формуле

$$\Delta t_{cp} = \varepsilon_{\Delta t} \Delta t_{\text{прот}},$$

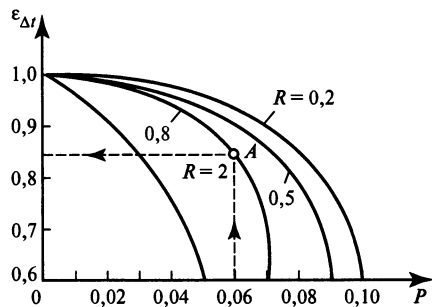


Рис. 4.11. График для определения поправочного коэффициента $\varepsilon_{\Delta t}$

где $\Delta t_{\text{прот}}$ — расчетный температурный напор при противотоке.

В тех случаях, когда температура теплоносителей вдоль поверхности теплообмена изменяется незначительно, средняя разность температур вычисляется по упрощенной формуле как средняя арифметическая крайних напоров:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_6 + \Delta t_m}{2}. \quad (4.5)$$

Так как значения среднеарифметического температурного напора всегда больше, чем среднелогарифмического, то расчет по формуле (4.5) справедлив при $\Delta t_6 / \Delta t_m < 2$.

В теплообменных аппаратах противоток имеет ряд преимуществ по сравнению с прямотоком, поэтому он получил большее распространение, и его следует применять во всех случаях, когда этому не препятствуют требования технологии или другие обстоятельства. При прямотоке конечная температура нагреваемого теплоносителя не может быть выше конечной температуры греющего, в то время как противоток свободен от этого ограничения (см. рис. 4.10).

Определение коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи. Коэффициент теплопередачи K представляет собой количественную расчетную величину, характеризующую сложный теплообмен. Он зависит от коэффициентов теплоотдачи,

термического сопротивления стенки и загрязнений. Для плоской стенки

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} + R_{\text{заг}}}, \quad (4.6)$$

где α_1 — коэффициент теплоотдачи от горячего теплоносителя; δ — толщина стенки аппарата; λ — коэффициент теплопроводности материала стенки; α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к холодному теплоносителю; $R_{\text{заг}}$ — термическое сопротивление, учитывающее загрязнение с обеих сторон стенки (накипь, сажа и пр.), $\text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$.

Для стенки, имеющей другие геометрические формы (цилиндрической, шаровой, многослойной плоской, многослойной цилиндрической, многослойной шаровой, ребристой и т.д.), расчетные формулы для определения коэффициента теплопередачи можно найти в справочной литературе. Если стенка трубы тонкая, то достаточно

точно его можно рассчитать по формуле для плоской стенки. Так, при $d_{\text{нар}}/d_{\text{вн}} < 2$ погрешность не превышает 4 %.

Ориентировочные значения термического сопротивления для некоторых случаев загрязнения поверхности стенки приведены в табл. 4.6.

Если теплопроводность слоя загрязнения неизвестна, подсчитывают коэффициент теплопередачи K для чистой стенки и вводят поправку на ее загрязнение с помощью коэффициента ϕ использования поверхности теплообмена:

$$K_{\text{расч}} = K_{\text{чист.ст}} \phi.$$

Для большинства аппаратов значение коэффициента ϕ лежит в пределах 0,65—0,85. В случае большого выпадения осадков из теплоносителей на поверхности теплообмена (например, из морской воды на поверхность судовых маслоохладителей при некоторых режимах работы) коэффициент $\phi = 0,4 \div 0,5$.

Таблица 4.6. Значения термического сопротивления для некоторых случаев загрязнения поверхности стенки

Теплоноситель, из которого откладывается загрязнение на поверхность теплообмена	Термическое сопротивление загрязнения $R_{\text{заг}} = \delta/\lambda$, $\text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$
Машинное или трансформаторное масло	0,0002
Растительное масло	0,0006
Органические жидкости	0,0002
Холодные рассолы	0,0002
Очищенная водопроводная вода	0,0002
Дистиллированная вода	0,0002
Колодезная вода	0,0002
Водопроводная вода речная	0,0004 — 0,0006
Бензин	0,0001
Смолы и битум	0,0002
Сырая нефть	0,0001 — 0,0004
Сырой лигроин	0,0004 — 0,0008
Газы коксовых печей и другие газы	0,0002
Конденсирующиеся органические пары	0,0002

Коэффициенты теплоотдачи α определяются в большинстве случаев из выражения для критерия Нуссельта:

$$\alpha = \frac{\text{Nu}\lambda}{d_3}, \quad (4.7)$$

где Nu — безразмерный критерий подобия — критерий Нуссельта; λ — коэффициент теплопроводности того теплоносителя, для которого определяется коэффициент теплоотдачи; $d_3 = 4F/\Pi$ — эквивалентный диаметр; F — площадь поперечного сечения; Π — смоченный периметр.

Критерий Nu определяется в зависимости от характера движения и агрегатного состояния теплоносителей по критериальным уравнениям различного вида.

Обобщение экспериментальных данных различных исследователей по расчету среднего коэффициента теплоотдачи при турбулентном течении различных жидкостей (кроме жидких металлов) для диапазона чисел Рейнольдса $\text{Re} = 10^4 \div 5 \cdot 10^6$ дает следующее критериальное уравнение:

$$\text{Nu} = 0,21 \text{Re}_{\text{ж}}^{0,8} \text{Pr}_{\text{ж}}^{0,43} (\text{Pr}_{\text{ж}}/\text{Pr}_{\text{с}})^{0,25} \varepsilon_l, \quad (4.8)$$

где $\text{Re}_{\text{ж}}$ — критерий Рейнольдса, определен при температуре жидкости и определяющем размере трубы; $\text{Pr}_{\text{ж}}$ — критерий Прандтля, определенный при температуре

жидкости; $\text{Pr}_{\text{с}}$ — критерий Прандтля, определенный при температуре стенки; ε_l — коэффициент, учитывающий изменение среднего коэффициента теплоотдачи по длине трубы (при $l/d \geq 50$ $\varepsilon_l = 1$, при $l/d < 50$ необходимо учитывать влияние начального термического участка; значения ε_l в зависимости от числа Re и отношения l/d приведены в справочной литературе).

В уравнении (4.8) за определяющую температуру принята средняя температура жидкости, а за определяющий размер — внутренний диаметр трубы; диапазон значений критерия Прандтля, удовлетворяющий этому уравнению, довольно широк и составляет $0,6 \div 2500$.

Площадь поверхности теплообмена F определяют из основного уравнения теплопередачи

$$F = \frac{Q}{K\Delta t_{\text{ср}}}, \quad (4.9)$$

где Q — тепловая нагрузка аппарата (находят из теплового баланса); K — коэффициент теплопередачи; $\Delta t_{\text{ср}}$ — средняя разность температур.

По площади поверхности теплообмена подбирают теплообменный аппарат и определяют конструктивные размеры аппарата.

Раздел 5

АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

5.1. БЛОЧНЫЕ ПАРОВЫЕ ТУРБОАГРЕГАТЫ (МИНИ-ТЭЦ)

В связи с постоянным ростом цен на электроэнергию многие предприятия, производящие и использующие водяной пар на технологические нужды и отопление, переходят на самостоятельное ее производство с помощью блочных паровых турбогенераторов с противодавленной турбиной для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Основная масса производственных и производственно-отопительных котельных промышленных и муниципальных предприятий оборудована паровыми котлами насыщенного или слабоперегретого пара

на давление 1,4 МПа производительностью 10—25 т/ч.

Использование в собственной котельной турбоагрегата позволит:

значительно сократить количество закупаемой электроэнергии, вплоть до полного самообеспечения;

уменьшить заявленную мощность;

полнее компенсировать реактивную мощность своих электроустановок, используя синхронный генератор турбоагрегата.

Принципиальная схема турбогенераторной установки (ТГУ) в котельной показана на рис. 5.1.

Технические описания и характеристики ТГУ, выпускаемых ОАО «Калужский турбинный завод» (КТЗ), представлены в табл. 5.1—5.3.

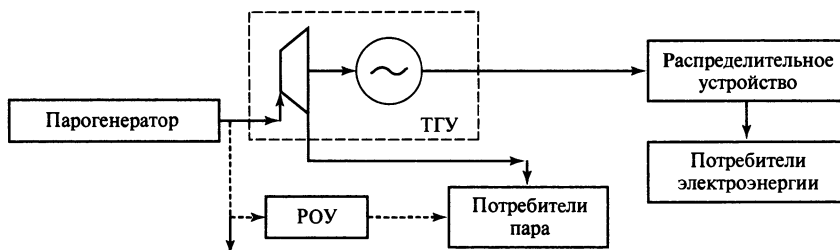


Рис. 5.1. Схема турбогенераторной установки в котельной (мини-ТЭЦ)

Таблица 5.1. Технические характеристики турбогенераторов (основной ряд)

Характеристика	Обозначение генератора и турбины		
	ТГ 0,5А/0,4 Р13/3,7	ТГ 0,6А/0,4 Р12/3,7	ТГ 0,7А/0,4 Р13/2
Мощность, кВт	500	600	750
Частота вращения, об/мин:			
ротора турбины	8000	8000	8000
ротора генератора	1500	1500	1500

5.1. Блочные паровые турбоагрегаты (мини-ТЭЦ)

Окончание табл. 5.1

Характеристика	Обозначение генератора и турбины		
	ТГ 0,5А/0,4 Р13/3,7	ТГ 0,6А/0,4 Р12/3,7	ТГ 0,7А/0,4 Р13/2
Параметры трехфазного тока:			
напряжение, В	400	400	400
частота, Гц	50	50	50
Давление сухого насыщенного пара перед турбиной, МПа	1,0—1,4	1,0—1,4	1,0—1,4
Температура свежего пара t_s^* , °С	250	250	250
Абсолютное давление пара за турбиной, МПа	0,3—0,5	0,3—0,5	0,15—0,3
Расход пара, т/ч	13,2	16,5	14,3
Параметры охлаждающей воды:			
температура, °С	4—32	4—32	4—32
расход, м ³ /ч	10—15	10—15	10—15
Масса турбогенератора, кг	8900	10 700	10 700
Масса поставляемого оборудования, кг	10 200	12 000	12 000
Габаритные размеры турбогенератора, мм:			
длина	4140	4240	4170
ширина	1980	1980	1980
высота	2270	2360	2360

* t_s — температура насыщения при заданном давлении.

Таблица 5.2. Технические характеристики турбогенераторов с повышенным противодавлением

Характеристика	Обозначение генератора и турбины		
	ТГ 0,5А/0,4 Р11/6	ТГ 0,6А/0,4 Р12/6	ТГ 0,7А/0,4 Р13/4
Мощность, кВт	500	600	750
Частота вращения, об/мин:			
ротора турбины	8000	8000	8000
ротора генератора	1500	1500	1500
Параметры трехфазного тока:			
напряжение, В	400	400	400
частота, Гц	50	50	50
Давление сухого насыщенного пара перед турбиной, МПа	1,0—1,4	1,0—1,4	1,0—1,4
Температура свежего пара t_s^* , °С	250	250	250
Абсолютное давление пара за турбиной, МПа	0,5—0,7	0,5—0,7	0,3—0,5
Расход пара, т/ч	27,5	28,4	21,1

Окончание табл. 5.2

Характеристика	Обозначение генератора и турбины		
	ТГ 0,5А/0,4 Р11/6	ТГ 0,6А/0,4 Р12/6	ТГ 0,7А/0,4 Р13/4
Параметры охлаждающей воды:			
температура, °С	4—32	4—32	4—32
расход, м ³ /ч	10—15	10—15	10—15
Масса турбогенератора, кг	8900	10 700	10 700
Масса поставляемого оборудования, кг	10 200	12 000	12 000
Габаритные размеры турбогенератора, мм:			
длина	4140	4240	4170
ширина	1980	1980	1980
высота	2270	2360	2360

* t_s — температура насыщения при заданном давлении.

Таблица 5.3. Технические характеристики турбогенераторов с встроенным сетевым подогревателем

Характеристика	Обозначение генератора и турбины	
	ТГ 0,5А/0,4 Р11/6	ТГ 0,6А/0,4 Р12/6
Мощность, кВт:		
электрическая	600	600
тепловая	5600	2800
Частота вращения, об/мин		
ротора турбины	8000	8000
ротора генератора	1500	1500
Параметры трехфазного тока:		
напряжение, В	400	400
частота, Гц	50	50
Давление сухого насыщенного пара перед турбиной, МПа	0,8—1,5	2,4—3,0
Температура свежего пара t_s^* , °С	280—310	350—380
Абсолютное давление пара за турбиной, кПа	60	60
Расход пара, т/ч	10	4,6
Параметры сетевой воды:		
давление, МПа, не более	1,6	1,6
температура, °С:		
на входе	40—50	40—50
на выходе	70—80	75—90
расход, м ³ /ч	120	65

Характеристика	Обозначение генератора и турбины	
	ТГ 0,5А/0,4 Р11/6	ТГ 0,6А/0,4 Р12/6
Параметры охлаждающей воды:		
температура, °С	15—35	—
расход, м ³ /ч	30	—
Масса турбогенератора, кг	16 000	16 000
Масса поставляемого оборудования, кг	18 200	18 200
Габаритные размеры турбогенератора, мм:		
длина	4600	4600
ширина	2850	2850
высота	2910	2910

* t_s — температура насыщения при заданном давлении.

Устанавливаемые на нулевой отметке здания котельной блочные турбогенераторы, предназначены для выработки электроэнергии с дальнейшим использованием отработавшего в установке пара для технологических и отопительных нужд. Конструктивно установки выполнены в виде компактных энергоблоков 100 %-ной заводской готовности, состоящих из противодавленческой турбины, электрического генератора и редуктора, размещенных вместе со вспомогательным оборудованием на общей раме-маслобаке, и отдельно устанавливаемого оборудования.

В состав турбогенераторов входят циркуляционная система маслоснабжения, локальная гидродинамическая система автоматического регулирования и аварийной защиты турбины, система управления и защиты генератора. Датчики регуляторов допускают ручное управление и обеспечивают прием электрических управляющих сигналов при дистанционном или автоматическом управлении установкой.

Турбогенераторы комплектуются синхронными генераторами типа СГ2 Сафоновского электромашиностроительного завода с выведенной силовой нейтралью и воздушным охлаждением.

Турбогенераторные установки характеризуются:

высокой надежностью (период непрерывной работы не менее 5000 ч);

длительным сроком службы (25 лет) и ресурсом (100 000 ч);

значительным межремонтным периодом (не менее 5 лет);

минимальным объемом монтажных и пусконаладочных работ;

малыми эксплуатационными затратами; простотой обслуживания и нетребовательностью к уровню подготовки обслуживающего персонала;

умеренной ценой при коротком (1,5—2 года) сроке окупаемости;

наличием системы послепродажного обслуживания.

Основные характеристики турбогенераторных установок ЗАО «Завод-Киров-Энергомаш» представлены в табл. 5.4, общий вид — на рис. 5.2. Эти установки предназначены для выработки и подачи электроэнергии в жилые и промышленные объекты. Турбогенераторная установка может быть размещена в действующих и строящихся котельных на линии дросселирования пара параллельно редукционно-охладительной установке (РОУ).

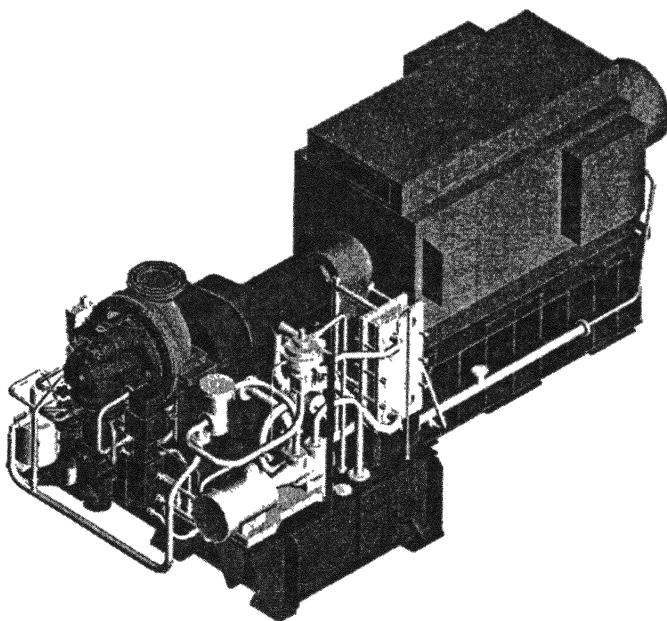


Рис. 5.2. Общий вид ТГУ

Таблица 5.4. Характеристики ТГУ ЗАО «Завод-Киров-Энергомаш»

N , кВт	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
	l	b	h	
500	4000	2830	2400	12 000
1000	4200	2830	2400	14 000
2500	6080	2830	3260	22 500
4000	6470	2830	3260	24 000

Основные параметры пара:

давление пара перед турбиной — от 1 до 5 МПа;

температура пара перед турбиной — от насыщенного до 450 °С;

давление пара за турбиной — от 0,1 до 1,5 МПа;

расход пара через турбину — от 12 до 78 т/ч.

Электрическая мощность установки в зависимости от параметров пара составляет от 500 до 4000 кВт.

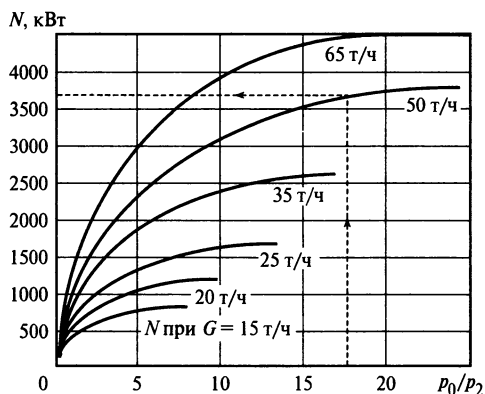


Рис. 5.3. Характеристики ТГУ при различных модификациях турбины:

N — электрическая мощность агрегата; p_0 — давление пара перед турбиной; t_0 — температура пара перед турбиной; p_2 — давление пара за турбиной; G — расход пара через турбину

На рис. 5.3 представлены основные характеристики турбогенераторных установок различных модификаций при насыщенном паре на входе в турбину в зависимости от отношения давления в турбине.

5.2. ГАЗОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ (ГТЭС)

В отличие от паротурбинного (паросилового цикла Ренкина для водяного пара), в циклах газотурбинных установок рабочим телом служат нагретые до высокой температуры сжатые газы. В качестве таких газов чаще всего используют смесь воздуха и продуктов сгорания жидкого (или газообразного) топлива.

Принципиальная схема газотурбинной установки (ГТУ с подводом тепла при $p = \text{const}$) представлена на рис. 5.4. Воздушный компрессор КП сжимает атмосферный воздух, повышая давление с p_1 до p_2 , и непрерывно подает его в камеру сгорания КС. Туда же специальным насосом непрерывно подается необходимое количество жидкого или газообразного топлива. Образующиеся в камере продукты сгорания выходят из нее с температурой t_3 и практически с тем же давлением p_2 (если не учитывать сопротивления), что и на выходе из компрессора ($p_2 = p_3$). Следовательно, горение топлива (т.е. подвод теплоты) происходит при постоянном давлении.

В газовой турбине ГТ продукты сгорания адиабатно расширяются, в результате чего их температура снижается до t_4 (точка 4), где $t_4 \approx 300 \div 400^\circ\text{C}$, а давление уменьшается почти до атмосферного p_1 . Весь пере-

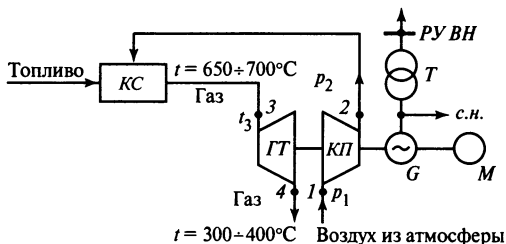


Рис. 5.4. Принципиальная схема электростанции с газовыми турбинами:

КС — камера сгорания; КП — компрессор; ГТ — газовая турбина; G — генератор; T — трансформатор; M — пусковой двигатель; с.н. — собственные нужды; РУ ВН — распределительное устройство высокого напряжения

пад давлений $p_3 - p_1$ используется для получения технической работы в турбине $L_{\text{тех}}$. Большая часть этой работы L_k расходуется на привод компрессора; разность $L_{\text{тех}} - L_k$ затрачивается на производство электроэнергии в электрическом генераторе G или на другие цели.

Для повышения КПД ГТЭС применяют способ регенерации теплоты уходящих газов из турбины. В отличие от предыдущей принципиальной схемы (см. рис. 5.4), в нее включен теплообменник, в котором воздух, идущий от компрессора в камеру сгорания, нагревается отработавшими газами, уходящими из турбины, или теплота газов утилизируется в газовых подогревателях сетевой воды или котлах-утилизаторах (рис. 5.5 и 5.6).

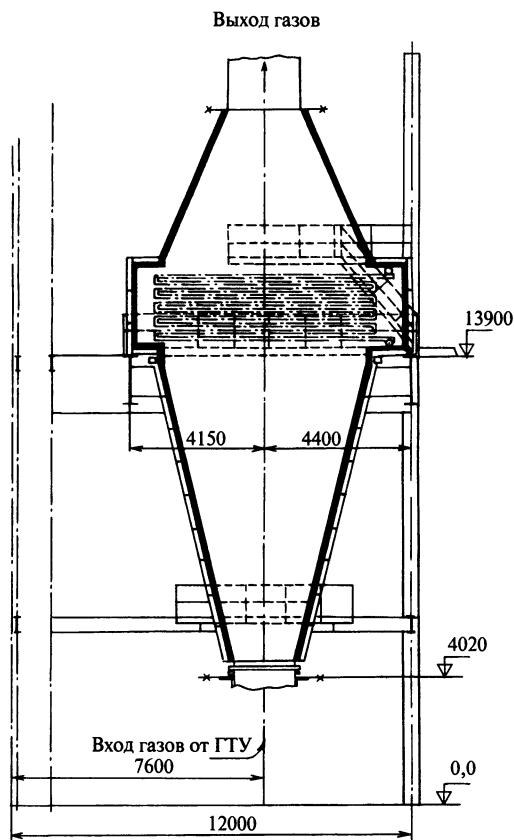


Рис. 5.5. Общий вид газового подогревателя сетевой воды (ГПСВ)

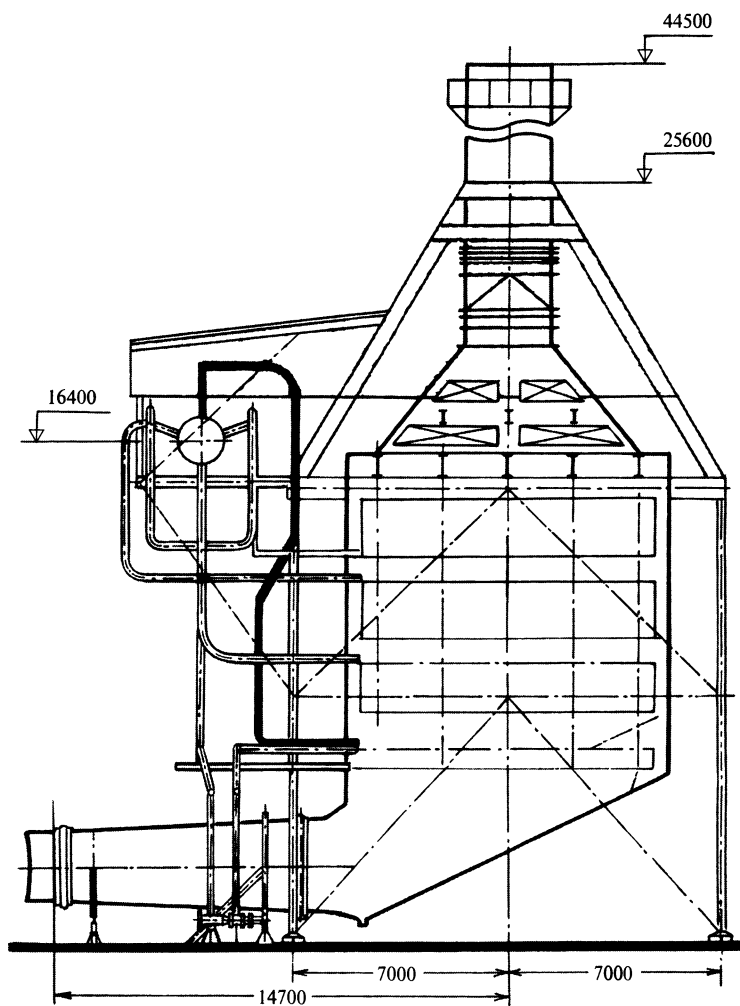


Рис. 5.6. Общий вид котла-утилизатора

Котел-утилизатор (КУ) для ГТУ (мощностью 20 МВт) барабанного типа с принудительной циркуляцией в испарительных контурах, башенной компоновкой поверхностей нагрева с верхним отводом дымовых газов может иметь открытую компоновку или устанавливаться в здании. Котел имеет собственный каркас, который является основной несущей конструкцией для поверхностей нагрева, трубопроводы, барабан и дымовую трубу.

Котел-утилизатор выполняется в газоплотном исполнении за счет металлической обшивки.

По ходу газов после газовой турбины последовательно расположены: линзовый металлический компенсатор, диффузор, компенсатор с гибкими неметаллическими элементами, поворотный газоход с выравнивающими элементами, вертикальный газоход с поверхностями нагрева: конвективный пароперегреватель (КПП); испаритель первой ступени (ИСП 1); испаритель

второй ступени (ИСП 2); водяной экономайзер (ВЭ).

Все поверхности включены по противоточной схеме, выполнены из труб с наружным оребрением (за исключением КПП) и поставляются изготовителем в виде законченных блоков-модулей.

За поверхностями нагрева расположен конфузор с глушителем. Основным, резервным и аварийным топливом для ГТУ мощностью 20 МВт является дизельное топливо или природный газ. Рабочий диапазон нагрузок составляет 50—110 % номинальной.

Котел оснащается системами контроля технологических параметров, защит, блокировок и автоматического регулирования, необходимыми для оперативного управления, безопасной эксплуатации и экономической работы.

Технико-экономические показатели котла-утилизатора (КУ):

Паропроизводительность, т/ч.....	42
Давление пара, МПа.....	1,45
Температура пара, °С.....	275
Аэродинамическое сопротивление, кПа.....	2,50
Температура (максимальная) газов на входе в КУ, °С.....	508
Температура уходящих газов, °С.....	140

Газовый подогреватель сетевой воды.

Блок газового подогревателя сетевой воды (ГПСВ) предназначен для подогрева сетевой воды в замкнутом циркуляционном контуре ТЭЦ за счет тепла выхлопных газов ГТУ.

Включение ГПСВ в состав газотурбинной электростанции позволяет обеспечить потребителей горячей водой, повысить КПД ГТУ, сократить расход природного газа, улучшить экологические показатели.

Газовый подогреватель сетевой воды выполнен в виде заводского транспортного блока и представляет собой теплообменник горизонтального типа, изготовленный из труб с поперечно-ленточным оребрением. ГПСВ имеет собственный каркас, металлическую газоплотную обшивку,

теплоизоляцию, он устанавливается на опорную металлоконструкцию здания за диффузором после газовой турбины. Сверху на ГПСВ устанавливается конфузор, соединяющий блок теплообменника с газоходом, идущим к дымовой трубе.

Теплообменная поверхность ГПСВ выполнена в виде горизонтального змеевикового пакета с шахматным расположением труб. Применение оребренных труб вместо гладких позволяет уменьшить габариты теплообменника примерно на 30 %. Дистанционирование труб в пакете осуществляется с помощью трубных досок. Конструкция трубных досок позволяет обеспечить легкость сборки и ремонта пакета и свободу тепловых расширений труб и самих трубных досок. Все изгибы змеевиков выведены за крайние трубные доски пакета в «теплые ящики» для облегчения доступа к ним при осмотре и ремонте.

В комплект поставки ГПСВ входят: блок теплообменника; щиты диффузора и конфузора; компенсаторы; запорная арматура.

Технико-экономические показатели ГПСВ мощностью 20 МВт:

Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч.....	24,7
Температура воды, °С:	
на входе	70
на выходе.....	158
Давление воды на выходе, МПа.....	2,1
Температура продуктов сгорания, °С:	
на входе	345
на выходе.....	99
Масса одного блока, т.....	50
Габаритные размеры, мм.....	8750×3230×3050

Основу современных газотурбинных электростанций России составляют газовые турбины мощностью 25—100 МВт.

В последние годы для электроснабжения газовых и нефтяных месторождений получили широкое распространение газотурбинные электростанции мощностью 2,5—25 МВт. В табл. 5.5 приведены основные характеристики газотурбинных электростанций, производимых ЗАО «Искра-Энергетика».

Газотурбинные энергетические установки ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение»

(КМПО) представлены в табл. 5.6. Общий вид ГТЭС мощностью 18 МВт показан на рис. 5.7.

Таблица 5.5. Основные параметры газотурбинных электростанций

Параметр	ГТЭС-2,5	ГТЭС-4	ГТЭС-5	ГТЭС-6	ГТЭС-12	ГТЭС-16	ГТЭС-25
Электрическая мощность, кВт	2500	4000	5000	6000	12000	16000	25000
Линейное напряжение, кВ/частота, Гц	6,3 или 10,5/50						
КПД ГТУ, %, не менее	21,4	24,0	26,0	27,0	34,5	37,0	40,0
КПД генератора, %, не менее	97						
КПД с утилизационным теплообменником, %	48—60						
КПД с паровым котлом, %	72—87						
Вид топлива	Природный газ, попутный нефтяной газ, жидкое топливо						
Расход топливного газа, кг/ч	825	1160	1360	1560	2496	3104	4425
Давление топливного газа, МПа	12—16		18—22		24—32		
Температура топливного газа, °С	+5 ÷ +50						
Тепловая мощность, Гкал/ч	6,0	8,2	9,5	10,7	16,7	20,7	30,1
Уровень выбросов NO _x /CO, мг/нм ³	50/100						
Уровень звуковой мощности, дБ, не более	При обслуживании — 80, на расстоянии 700 м — 45						
Ресурс до капитального ремонта, ч	25 000, по техническому состоянию — до 35 000						
Ресурс назначенный, ч	100 000, по техническому состоянию — до 120 000						

Таблица 5.6. Основные технические параметры ГТЭС ОАО «КМПО»

Параметр	ГТЭУ-4	ГТЭУ-16	ГТЭУ-18	ГТЭУ-20
Мощность установки при выработке электрической энергии, МВт	4,0	16,0	18,0	20
Одновременно вырабатываемая тепловая мощность, Гкал/ч	6,0	20,0	28,0	32,0
Модель устанавливаемого газотурбинного приводного двигателя	НК-127СТ	НК-16СТ	НК-16-18СТ	НК-19СТ

5.2. Газотурбинные электрические станции (ГЭС)

Окончание табл. 5.6

Параметр	ГТЭУ-4	ГТЭУ-16	ГТЭУ-18	ГТЭУ-20
Модель устанавливаемого электрического генератора	ТК-4-УХЛЗ	Т-16-23УЗ	ТС-20-2РУЗ	Т-25-23УЗ-Г
Наличие редуктора	С редуктором	Без редуктора		
Мощность газотурбинного приводного электродвигателя, МВт	4,0	16,0	18,0	20,0
Электрический коэффициент полезного действия на выводах генератора при номинальной мощности, %, не менее	32	30	31	32
Расход топливного газа на номинальном режиме, $\text{нм}^3/\text{ч}$, не более	1340,0	6100,0	6540,0	7060,0
Коэффициент использования топлива при номинальной мощности с учетом утилизации тепла, %, не менее	84,0	84,0	84,0	84,0
Рабочее топливо для привода	Природный газ по ГОСТ 21199—89			
Давление топливного газа на входе в двигатель, МПа	2,50	2,50	2,50	2,50
Частота вращения вала свободной турбины привода, об/мин	13000	3000	3000	3000
Температура воздуха в контейнере термоблока, °С, не более	70,0			
Масла, применяемые для обеспечения работы двигателя	МС-8П ОСТ 38.01163—78			
Масла, применяемые для обеспечения работы генератора	Тп-22 ГОСТ 9972—74			
Безвозвратные потери масла при работе привода, $\text{кг}/\text{ч}$, не более	0,3	0,6	0,6	0,7
Содержание вредных веществ в выхлопных газах, $\text{мг}/\text{м}^3$, не более:				
оксидов азота	50	50	50	50
оксидов углерода	50	150	150	150
Уровень звуковой мощности на расстоянии 1 м от энергоблока, дБ, не более	80,0	80,0	80,0	80,0
Номинальное напряжение на зажимах генератора, В	6300/10 500	6300/10 500	6300/10 500	6300/10 500
Ресурс до списания энергетической установки, ч	100 000	100 000	100 000	100 000
Ресурс до первого капитального ремонта, ч	25 000	25 000	20 000	25 000
Ресурс между капитальными ремонтами, ч	25 000	25 000	20 000	25 000

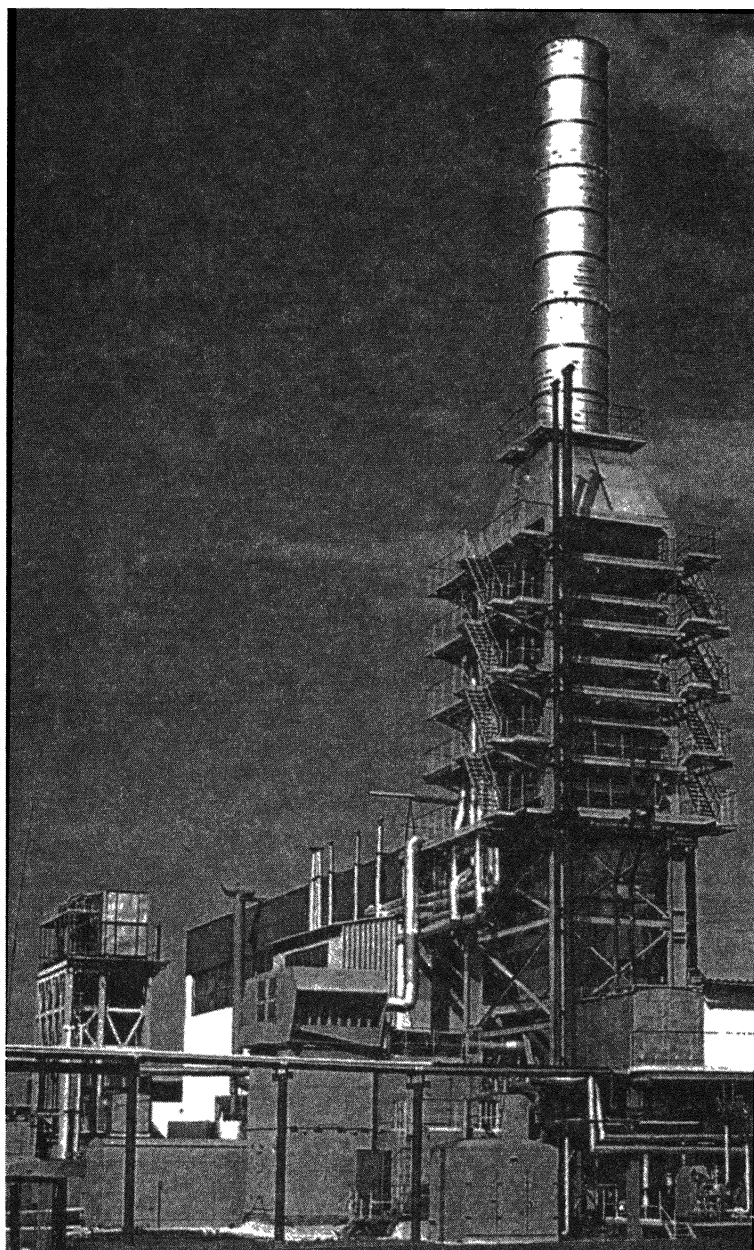


Рис. 5.7. Общий вид ГТЭС мощностью 18 МВт

5.3. ГАЗОПОРШНЕВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В последнее время наряду с ГТЭС широкое применение находят электростанции контейнерного исполнения на базе газопоршневых генераторов с использованием оборудования фирмы «Катерпилляр» и др.

Электростанции «Катерпилляр» серии G3500 являются автономными постоянными и резервными источниками электроэнергии. Газопоршневые генераторные установки могут использоваться для выработки как электрической, так и тепловой энергии за счет утилизации теплоты газового двигателя. На рис. 5.8 представлена энергетическая диаграмма (баланс энергии) газопоршневой установки.

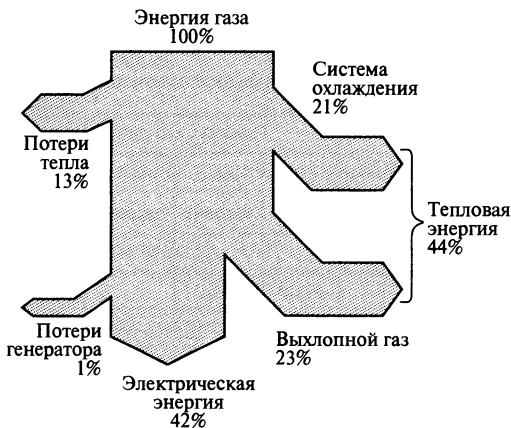


Рис. 5.8. Энергетическая диаграмма газопоршневого двигателя

Такие установки с утилизацией теплоты могут применяться на объектах, потребляющих одновременно тепло и электроэнергию, например на объектах нефтегазового комплекса; удаленных объектах жилищно-коммунального хозяйства (электро- и теплоснабжение небольших поселков и т.п.); в карьерах и рудниках; на различных промышленных предприятиях.

В состав основного оборудования входят: газовый мотор-генератор фирмы «Катерпилляр»; модуль утилизации теплоты; контейнер; система подачи топливного газа; система автоматического дополнения масла в двигатель; электрооборудование; система управления.

В табл. 5.7 приведены основные характеристики газопоршневых генераторов фирмы «Катерпилляр» серии G3500 с исходными условиями:

Температура наружного воздуха, °C	От -60 до +45
Относительная влажность воздуха, %	До 90
Напряжение, кВ	0,4/6,3/10,5
Удельный расход масла, г/(кВт · ч)	0,426
Топливо	Природный газ с теплотворной способностью 35,6 МДж/м ³
Частота вращения, об/мин	1500

Характеристики газопоршневых агрегатов DEUTZ ЗАО «Вадо интернешнл» представлены в табл. 5.8.

Таблица 5.7. Параметры газопоршневых генераторов фирмы «Катерпилляр»

Параметр	Модель генераторной установки			
	G3512	G3516/B	G3516C/E	G3520C/E
Электрическая мощность (cos φ = 0,8), кВт	770	1030/1145	1600	2000
Тепловая мощность, кВт	1000	1340/1489	2080	2530
Виды топлива	1. Природный газ 2. Попутный газ 3. Биогаз	1. Природный газ 2. Попутный газ 3. Биогаз	1. Природный газ	1. Природный газ 2. Биогаз

Окончание табл. 5.7

Параметр	Модель генераторной установки			
	G3512	G3516/B	G3516C/E	G3520C/E
Отбор мощности на собственные нужды, кВт	30	30	40	50
Система утилизации тепла	В контейнере	В контейнере или на крышке	В отдельном контейнере	В отдельном контейнере
Расход природного газа при нагрузке 100 %, нм ³ /ч	206	276/289	411	502
Транспортные размеры силового модуля, м:				
длина	12,1			
высота	2,9			
ширина	2,45			
Ориентировочная масса силового модуля, т	25	35	30	35

Примечание. Масса силового модуля указана с учетом массы генераторной установки. Природный газ с нижней теплотворной способностью 35,6 МДж/м³. Габаритные размеры и масса силового модуля могут изменяться в зависимости от состава оборудования и требований заказчика.

Таблица 5.8. Характеристики газопоршневых агрегатов DEUTZ ЗАО «Вадо интернешнл»

Тип электрогенератора		Мощность, кВт	Электрический КПД, %	Тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	Общий КПД, %	Расход газа, нм ³ /ч	Расход масла, г/(кВт·ч)	Размеры, мм			Масса, кг
								длина	ширина	высота	
Тип установки ТВГ	616V8K	350	36,9	442 (0,38)	85,3	96	0,3	3100	1300	2100	3750
	616V12K	525	37,7	642 (0,552)	85,4	142		4000	1400		4890
	616V16K	700	37,8	850 (0,736)	85,5	189		4400		2200	5510
	620V16K	1050	40,2	1155 (0,993)	85,6	268		4700		1800	2650
	620V20K	1400	40,2	1547 (1330)	85,8	357		5500	10 830		
Тип установки TCG	2016V12	600	40,8	556 (0,478)	79,9	150	0,3	3520	1450	2200	5100
	2016V16	800	41,2	753 (0,647)	81,2	198		4000			6280
	2020V12	1200	41,7	1229 (1,057)	84,4	294		4700	1750	2500	10 500
	2020V16	1600	41,8	1638 (1,409)	85,8	392		5700			13 500

Окончание табл. 5.8

Тип электрогенератора		Мощность, кВт	Электрический КПД, %	Тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	Общий КПД, %	Расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	Расход масла, г/(кВт · ч)	Размеры, мм			Масса, кг
								длина	ширина	высота	
Тип установки TCG	2020V20	2000	42	1972 (1,696)	84,7	486	0,3	6300	1750	2550	17 580
	2032V12	3000	41,8	3088 (2,655)	85,9	737		7600	2700	3700	38 800
	2032V16	4000	41,9	41,73 (3,588)	86,6	983		8700			45 100

Таблица 5.9. Параметры газовых мотор-генераторов

Параметр	Тип двигателя	
	6ГЧ15/18	12ГЧ15/18
Расположение цилиндра	Рядное	V-образное
Номинальная мощность, кВт	100	200
Номинальная частота вращения, об/мин	1500	
Напряжение, В	400	
Род тока	Трехфазный переменный	
Частота тока, Гц	50	
Давление газа на входе в двигатель, МПа	0,03—0,25	
Расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	35	70
Габаритные размеры, мм	2860×1300×1570	3275×1462×1645
Масса, кг	2300	3400
Время необслуживаемой работы, ч	500	
Ресурс работы до капитального ремонта, ч	30 000	
Расход масла на угар, г/кВт	2	

Газовые мотор-генераторы ООО «ВНИИГАЗ» (табл. 5.9) предназначены для выработки электрической и тепловой энергии за счет сжигания в цилиндре поршневого двигателя внутреннего сгорания газообразного углеводородного топлива различного состава и используются в качестве основного, резервного или аварийного источника электроснабжения для обеспечения собственных нужд предприятия и отдельных населенных пунктов. Могут длительно и устойчиво работать как автономно, так и параллельно с другими идентичными по характеристикам электро-

станциями, в том числе и с промышленной сетью.

Стационарные газовые электроагрегаты типов АГ60, АГ100, АГ200 (табл. 5.10). Стационарные газовые электростанции созданы на основе хорошо зарекомендовавших себя при эксплуатации в различных условиях дизельных электроагрегатов на базе дизелей ЯМЗ. Предназначены для основного и резервного электроснабжения нефтегазодобывающих, промышленных, сельскохозяйственных, культурно-бытовых и других объектов.

**Таблица 5.10. Параметры газовых электроагрегатов типа АГ-60, АГ-100 и АГ-200
ОАО «Электроагрегат»**

Параметр	Типы газовых электроагрегатов		
	АГ-60	АГ-100	АГ-200
Номинальная мощность, кВт	60	100	180
Род тока	Переменный, трехфазный		
Номинальное напряжение, В	400		
Номинальная частота, Гц	50		
Степень автоматизации	1		
Первичный двигатель	ЯМЗ-Г236М2 на базе дизеля	ЯМЗ-236ЯМЗ-Г238М2 на базе дизеля	ЯМЗ-238ЯМЗ-Г240 на базе дизеля ЯМЗ-240
Синхронный генератор	ГС-60	ГС-100	ГС-200
Вид топлива	Газы: природный, нефтяной, попутный, сжиженный углеводородный, генераторный и др.		
Расход газового топлива в пересчете на метан, нм ³ /ч	19,5—22,5	28,0	62,0—64,0
Рекомендации по применению: давление газа в газоподводящей магистральной, кПа, не менее содержание серы в газе (по массе), %, не более	20 0,15		
Ресурс до капитального ремонта, ч, не менее	12 000—14 000		
Габаритные размеры, мм:			
длина	2200	2510	3500
ширина	1000	1020	1200
высота	1500	1500	2100
Масса, кг	1700	2050	4350

5.4. ДИЗЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

В последние годы получили широкое распространение дизельные электростанции мощностью от 4,5 до 150 МВт с применением автоматизированных малооборотных двухтактных крейцкопфных дизелей с турбонаддувом и электрогенераторов на напряжение 6 или 10 кВ, частотой переменного тока 50 или 60 Гц.

Данные дизель-генераторы стабильно работают на тяжелом топливе вязкостью до 700 сГ при 50 °С с содержанием серы до 5 %, могут также работать на любом газообразном топливе в двухтопливном режиме (в смеси не менее 8 % нефтяного топлива);

при этом выход электрической энергии составляет около 50 % энергии сгоревшего топлива; имеется возможность повышения КПД установки за счет утилизации теплоты отработавших газов; эксплуатируются без снижения эффективности в различных климатических условиях; срок службы агрегатов составляет до 40 лет при выдаче электроэнергии около 8500 ч ежегодно.

В табл. 5.11 приведены технические характеристики малооборотных стационарных двухтактных двигателей для энергетических установок производства Брянского машиностроительного завода (БМЗ).

В табл. 5.12 представлены технические данные импортных дизельных электростанций малой и средней мощности.

Таблица 5.11. Параметры дизель-генераторов Брянского машиностроительного завода (БМЗ)

Параметр	Марка (типы)							
	7Л35МС-С	12Л35МС-С	8Л42МС-С	12Л42МС-С	10К50МС-С	14К50МС-С	7К60МС-С	14К60МС-С
Расположение цилиндров	Рядное	Рядное	Рядное	Рядное	Рядное	Рядное	Рядное	Рядное
Количество цилиндров*	7	12	8	12	1	14	7	9
Диаметр цилиндра, мм	350	350	420	420	500	500	600	600
Ход поршня, мм	1050	1050	1360	1360	1370	1370	1650	1650
Частота вращения, об/мин	214,3	214,3	187,5	187,5	176,5	176,5	150,0	150,0
Средняя скорость поршня, м/с	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Среднее эффективное давление, МПа	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Максимальная длительная мощность, кВт	4515	7740	8480	12 720	14 200	19 880	13 860	27 720
Удельный расход жидкого топлива (мазута), г/(кВт·ч)	176	176	177	177	177	177	174	174
Расход циркуляционного масла, г/(кВт·ч)	0,13	0,13	0,16	0,13	0,17	0,17	0,2	0,2
Расход цилиндрического масла, г/(кВт·ч)	0,8—1,4	0,8—1,4	0,8—1,4	0,8—1,4	0,8—1,4	0,8—1,4	0,8—1,4	0,8—1,4
Масса двигателя, кг	84 000	144 000	158 000	244 000	327 800	445 900	375 500	706 000
Масса генератора (6,3 или 10,5 кВт), кг**	38 200	70 000	92 000	116 000	128 000	143 000	137 000	248 000

* Количество цилиндров двигателей уточняется по требуемой мощности.

** Уточняется при поставке.

Таблица 5.12. Параметры дизельных электростанций ООО «Промкомпрессор»

Модель генератора	Параметр									
	Мощность, кВт		Модель двигателя	Частота вращения, об/мин	Расход топлива при загрузке 100 %, л/ч	Размеры, мм			Масса, кг	
	Резервный режим	Основной режим				длина	ширина	высота		
Дизельные электростанции фирмы «Doosan-Daewoo»										
TTTJ95DW	75	68	D1146	1500	20,6	2400	750	1420	1220	
TJT235DW	186	165	P086TI	1500	43,1	3000	950	1530	1860	
TJT275DW	220	200	P126TI-II	1500	55	3000	1000	1565	2160	
TJT385DW	308	280	P158LE	1500	69,3	3200	1300	1840	3600	
TJT450DW	360	328	P158LE	1500	81	3200	1300	1840	3740	
TJT520DW	414	378	P158LE-S	1500	99,5	3200	1300	1840	4300	
TJT600DW	480	440	P222LE	1500	111,1	3500	1300	1852	4875	
TJT680DW	544	504	P222LE	1500	124,3	3800	1300	1884	5406	
TJT715DW	571	522	P222LE-S	1500	130	3800	1300	1884	5406	
Дизельные электростанции фирмы «Mitsubishi»										
TTTJ9MS	7	6	S3L261SD	1500	2,9	1300	700	870	500	
TJT10MS	8	6	L2E61SDH	1500	2,6	1300	700	870	490	
TJT11MS	9	8	S2L261SD	1500	2,9	1300	700	870	510	
TJT15MS	12	10	L3E61SDH	1500	2,6	1300	700	870	540	
TJT16MS	13	12	S4L261SD	1500	4,1	1600	750	1170	580	
TJT23MS	18	17	S4Q261SD	1500	6	1600	750	1170	550	
TJT27MS	22	18	S4L261SDH	1500	6,4	1600	750	1170	590	
TJT45MS	36	33	S4SDT	1500	10,2	1700	750	1150	720	
TJT1155MS	924	840	S12HPTA	1500	220	4500	2000	2370	9000	
TJT1540MS	1232	1118	S12RPTA2	1500	282	4600	2000	2370	10 200	
TJT1915MS	1530	1395	S16RPTA	1500	342	5000	2300	2500	12 900	
TJT2120MS	1693	1539	S16RPTA2	1500	398	5200	2300	2500	13 400	
TJT2280MS	1822	1620	S16RPTAA2	1500	408	5800	2500	2750	15 200	

Модель генератора	Параметр									
	Мощность, кВт		Модель двигателя	Частота вращения, об/мин	Расход топлива при загрузке 100 %, л/ч	Размеры, мм			Масса, кг	
	Резервный режим	Основной режим				длина	ширина	высота		
Дизельные электростанции фирмы «Perkins»										
TJ51PR	41	38	1004G	1500	11	1850	750	1250	995	
TJ80PR	64	58	1004TG	1500	14,5	1850	750	1270	1090	
TJ116PR	93	84	1006TG2A	1500	22,6	2400	750	1415	1280	
TJ150PR	116	106	1006TAG	1500	31,5	2400	750	1520	1315	
TJ385PE	308	280	2306C-E14	1500	70,6	3200	1100	1920	2860	
TJ500PE	400	360	2806C-E16	1500	95	3700	1300	2030	3640	
TJ815PE	650	589	4006-23TAG2A	1500	164	3995	1650	2072	4730	
TJ905PE	724	646	4006-23TAG3A	1500	164	4040	1650	2072	5125	
TJ1130PE	902	821	4008TAG2A	1500	209,1	4685	2050	2270	7350	
TJ1400PE	1120	1016	4012TAG	1500	260,1	4800	1880	2355	9400	
TJ1650PE	1320	1200	4012TAG2A	1500	294	5060	2260	2780	10 300	
TJ2270PE	1814	1650	4016TAG2A	1500	422,6	5800	2780	3270	15 600	

1. **Теплотехнический** справочник. Т. 1 / под общ. ред. В.И. Юренева и П.Д. Лебедева. М.: Энергия, 1976.
2. **Быстрицкий Г.Ф.** Энергосиловое оборудование промышленных предприятий. М.: Академия, 2003.
3. **Быстрицкий Г.Ф.** Основы энергетики. М.: Инфра-М, 2005.
4. **Черкасский В.М.** Насосы, вентиляторы, компрессоры. М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. **Деев Л.В., Балахничев Н.А.** Котельные установки и их обслуживание. М.: Высш. шк., 1990.
6. **Кривченко Г.И.** Гидравлические машины. М.: Энергия, 1978.
7. **Промышленная** теплоэнергетика и теплотехника: Справочник / под общ. ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. — 2-е изд., перераб. Кн. 3 и 4. М.: Энергоатомиздат, 1991.
8. **Быстрицкий Г.Ф.** Теплосиловое оборудование промышленных предприятий (справочные материалы). М.: НТФ «Энергопрогресс», Энергетик. 2007. Вып. 6 (102).
9. **Справочник** энергетика / В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, Г.Ф. Быстрицкий и др. М.: Колос, 2006.

ЧАСТЬ 2

**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ
ДО 1 КВ И ВЫШЕ**

Раздел 6

ДОГОВОРНЫЕ ОТНОШЕНИЯ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

6.1. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

В настоящее время продолжается реформирование электроэнергетики, начатое в 2001 г. Были заявлены его основные цели:

обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы;

повышение эффективности производства и потребления электроэнергии;

обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей;

создание рыночных принципов функционирования отрасли, развитие конкуренции в различных областях деятельности.

Начало реформе положили «Основные направления реформирования электроэнергетики Российской Федерации», принятые в 2001 г. (Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526). В марте 2003 г. был принят Федеральный закон «Об электроэнергетике», установивший правовые основы экономических отношений в этой сфере, полномочия органов государственной власти, права и обязанности субъектов электроэнергетики и потребителей.

Законодательство РФ об электроэнергетике основывается на Конституции РФ и включает Гражданский кодекс Российской Федерации (ГК РФ), Федеральный закон «Об электроэнергетике» (2003 г., № 35-ФЗ, с изменениями, внесенными в 2007 г. № 250-ФЗ), другие федеральные законы, регулирующие отношения в сфере электроэнергетики, указы Президента РФ и постановления Правительства РФ, принимаемые в соответствии с указанными федеральными законами.

Организации, осуществляющие деятельность в электроэнергетике, являются *субъектами электроэнергетики* (независимо от их организационно-правовой формы); они могут выступать как субъекты оптового рынка или субъекты розничного рынка электроэнергии. *Потребителями* считаются физические и юридические лица, приобретающие электроэнергию для собственных бытовых или производственных нужд. Введено также понятие *потребители мощности* — это лица, приобретающие мощность, в том числе для собственных бытовых и (или) производственных нужд и (или) для последующей продажи, лица, реализующие электроэнергию на розничных рынках и на территориях иностранных государств.

Выделены следующие *основные виды деятельности* в электроэнергетике:

производство электроэнергии (генерация) — деятельность по производству и продаже электроэнергии на оптовый или розничные рынки для дальнейшего преобразования, передачи, распределения и продажи потребителям;

предоставление услуг по передаче электрической энергии — комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с техническими регламентами;

сбыт электроэнергии — продажа произведенной или приобретенной электроэнергии другим лицам; эту деятельность могут осуществлять производители электроэнергии и сбытовые компании;

предоставление услуг по оперативно-диспетчерскому управлению — комплекс мер по централизованному управлению

технологическими режимами работы технических устройств электростанций, сетей и энергопринимающего оборудования потребителей, осуществляемому в целях обеспечения надежного электроснабжения и качества электроэнергии.

В большинстве стран, в том числе в СССР, а затем в Российской Федерации, электроэнергетика сложилась и длительное время функционировала как вертикально интегрированная монополия, когда все эти виды деятельности осуществляли одни и те же организации. Электроснабжение всех потребителей было монополизировано, поскольку не предоставлялась возможность выбора энергоснабжающей организации. Государство в таких условиях обязано было осуществлять регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, так как в отсутствие конкуренции цены не могут складываться свободно (Федеральный закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», 1995 г., № 41-ФЗ). Таким образом, электроэнергетика фактически существовала в условиях естественной монополии.

В соответствии с определением, данным Федеральным законом «О естественных монополиях» (1995 г., № 147-ФЗ, с последующими изменениями), *естественная монополия* — состояние товарного рынка, при котором удовлетворение спроса на этом рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства), а товары, производимые субъектами естественной монополии, не могут быть заменены в потреблении другими товарами, в связи с чем спрос на данном товарном рынке на товары, производимые субъектами естественных монополий, в меньшей степени зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров. *Субъект естественной*

монополии — хозяйствующий субъект (юридическое лицо), занятый производством (реализацией) товаров в условиях естественной монополии. В электроэнергетике к сферам деятельности субъектов естественных монополий отнесены только *услуги по передаче электрической энергии и услуги по оперативно-диспетчерскому управлению*.

Передача электроэнергии относится к сфере естественных монополий, т.е. в этой области выгоднее отсутствие конкуренции из-за технологических особенностей (с экономической точки зрения нет необходимости прокладывать параллельные малозагруженные линии электропередачи разных собственников). Организация любой формы собственности, осуществляющая коммерческую деятельность по передаче электроэнергии, обязана обособить этот вид деятельности, создав сетевую организацию — отдельное юридическое лицо, которое не связано с генерацией и сбытом электроэнергии и должно обеспечивать равный доступ к сетям всем заинтересованным субъектам.

Таким образом, только два вида деятельности в электроэнергетике отнесены к сфере естественных монополий. И основным направлением реформирования является развитие конкуренции в тех видах деятельности, где это возможно. Демонопользация и развитие конкуренции осуществляются в сферах производства и сбыта электроэнергии, а также при оказании услуг по ремонту, наладке, проектированию и др. Там постепенно происходит переход от регулируемых к свободным конкурентным ценам.

Существовавшие во всех регионах акционерные общества энергетики и электрификации (АО-энерго) реорганизованы с образованием отдельных компаний, осуществляющих различные виды деятельности. Численность в каждом регионе и функциональные особенности таких компаний могут быть различны.

6.2. ГОСУДАРСТВЕННОЕ И АНТИМОНОПОЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Государство осуществляет регулирование и контроль в электроэнергетике, основными принципами которого провозглашены (ст. 20 ФЗ «Об электроэнергетике»):

обеспечение единства технологического управления, надежного и безопасного функционирования Единой энергетической системы России и изолированных территориальных систем;

эффективное управление государственной собственностью в электроэнергетике;

достижение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей;

обеспечение доступности электрической и тепловой энергии для потребителей, защита их прав;

обеспечение социальной защиты граждан от необоснованного повышения тарифов;

создание необходимых условий для привлечения инвестиций в целях развития и функционирования российской электроэнергетической системы;

развитие конкурентного рынка электроэнергии, ограничение монополистической деятельности отдельных субъектов электроэнергетики;

обеспечение недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий;

обеспечение доступа потребителей к информации о деятельности субъектов электроэнергетики, о работе оптового и розничных рынков.

Государство также оставляет за собой право устанавливать важнейшие правила, определяющие взаимоотношения в электроэнергетике. Так, в соответствии с ФЗ «Об электроэнергетике» Правительство РФ своими постановлениями утвердило следующие важнейшие положения:

основы ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) и правила их регулирования;

правила ведения обязательного раздельного учета по видам деятельности;

правила и основные положения функционирования оптового и розничных рынков;

правила заключения и исполнения публичных договоров на оптовом и розничных рынках;

примерные договоры поставки электроэнергии потребителям;

порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств юридических и физических лиц к электрическим сетям;

правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электроэнергии, к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению и к услугам администратора торговой системы оптового рынка;

порядок ограничения режима потребления электроэнергии;

меры социальной защиты отдельных категорий граждан (в части оплаты электроэнергии);

критерии и порядок отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной электрической сети;

порядок и условия строительства и финансирования объектов электроэнергетики, порядок вывода в ремонт и из эксплуатации;

порядок предоставления межсистемных связей;

другие необходимые правила.

Главный принцип — государство регулирует цены (тарифы) в тех сферах электроэнергетики, где отсутствуют условия для конкуренции (естественные монополии) или они ограничены (например, в условиях временного дефицита электроэнергии в отдельных зонах). Цены (тарифы) устанавливают федеральные органы исполнительной власти по регулированию естественных монополий (в настоящее время — Федеральная служба по тарифам) и органы

исполнительной власти субъектов РФ в пределах своих полномочий.

Государственному регулированию, в соответствии со ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике», подлежат следующие цены (тарифы):

- на услуги по передаче электроэнергии;
- на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению;
- на услуги по обеспечению системной надежности;
- на услуги администратора торговой системы оптового рынка;
- на поставляемую в условиях отсутствия конкуренции электрическую и тепловую энергию;

предельные уровни цен на электрическую энергию и максимально доступную генерирующую мощность (в случаях, предусмотренных законодательством);

плата за технологическое присоединение к электрическим сетям;

сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков.

Особо отметим, что перечень регулируемых цен является исчерпывающим. Цены (тарифы) на иные виды продукции и услуг в электроэнергетике определяются по соглашению сторон и государственному регулированию не подлежат.

На рынках электроэнергии также осуществляются *антимонопольное регулирование и контроль* в целях предупреждения и пресечения монополистической деятельности и недобросовестной конкуренции (ФЗ «Об электроэнергетике»; ФЗ «О защите конкуренции», 2006 г., № 135-ФЗ). К *недобросовестной конкуренции* относят такие действия, как необоснованный отказ от заключения договора купли-продажи электроэнергии или договора оказания услуг естественно-монопольного характера (при наличии технической возможности), создание дискриминирующих или благоприятствующих условий для деятельности отдельных субъектов рынков, манипулирование субъектами электроэнергетики ценами на оптовом и розничных рынках и т.п. Антимонопольные органы также обеспечивают

контроль за соблюдением порядка недискриминационного доступа к услугам по передаче электроэнергии, к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению, к услугам администратора торговой системы оптового рынка.

6.3. ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В ходе реформ ранее существовавший федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ) преобразуется в конкурентный, работающий по определенным правилам на основе свободного коммерческого взаимодействия его участников. Принципы его функционирования определены Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» (далее — Правила оптового рынка). Постепенно формируются также розничные рынки электроэнергии в регионах, обеспечивающие продажу электроэнергии потребителям.

На оптовый рынок поставляется электроэнергия, вырабатываемая генерирующими компаниями, а также электростанциями региональных энергокомпаний и других производителей независимо от их организационно-правовой формы. *Субъектами оптового рынка электроэнергии* являются:

поставщики — генерирующие компании;

покупатели — энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, крупные потребители;

совет рынка;

коммерческий оператор (администратор торговой системы) и другие организации, обеспечивающие функционирование коммерческой инфраструктуры рынка;

организации, обеспечивающие функционирование технологической инфраструктуры рынка — организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, Системный оператор.

Кратко рассмотрим функции перечисленных структур.

На базе тепловых, атомных и гидравлических электростанций РАО «ЕЭС России» сформированы крупные *объединенные генерирующие компании* (ОГК) для монополизации сферы производства электроэнергии. Для стимулирования конкуренции разрабатываются механизмы, ограничивающие доминирующее положение генерирующих компаний на оптовом рынке электроэнергии. Неэффективные с коммерческой точки зрения генерирующие мощности под влиянием рыночных факторов будут выводиться из эксплуатации для реконструкции или закрытия. Для получения статуса участника оптового рынка производитель электроэнергии должен соответствовать определенным количественным характеристикам по установленной мощности генерирующего оборудования (определяются Правилами оптового рынка и другими нормативными документами). Кроме того, производитель должен выполнить требования технического характера в части обеспечения коммерческого учета произведенной электроэнергии (мощности), а также наличия системы связи и передачи данных с системным оператором и инфраструктурами рынка.

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) создавалась на протяжении многих лет. Это — совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства и передачи электроэнергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления. Ее частью является *единая национальная электрическая сеть* — комплекс сетей и иных объектов электросетевого хозяйства (трансформаторные подстанции, распределительные пункты и другое оборудование), обеспечивающих межрегиональные электрические связи, единый технологический процесс передачи электроэнергии, функционирование оптового рынка и параллельную работу электроэнергетики Российской Федерации с энергосистемами других госу-

дарств. Эта структура в ходе реформирования электроэнергетики сохраняется.

Единство технологического управления электроэнергетикой и реализацию государственной политики осуществляет *организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью* — в настоящее время *Федеральная сетевая компания (ФСК)*. Ей передаются права пользования и распоряжения объектами, входящими в единую национальную электрическую сеть. Она оказывает услуги (на возмездной основе) по передаче электрической энергии по этой сети субъектам оптового рынка и другим лицам, присоединенным к сети. Деятельность организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью осуществляется в условиях естественной монополии и регулируется государством, что гарантирует равный доступ производителей и потребителей на конкурентный оптовый рынок и обеспечивает подключение всех регионов к единой национальной электрической сети.

Единое оперативно-диспетчерское управление режимами ЕЭС России осуществляет *Системный оператор* (в настоящее время ОАО «СО-ЦДУ»). Его оперативно-диспетчерские команды обязательны для всех субъектов электроэнергетики, чем обеспечиваются надежность энергосистемы и качество электроэнергии. Системный оператор оказывает участникам рынка услуги по управлению режимами, организует деятельность по прогнозированию и составлению балансов производства и потребления электроэнергии. Субъекты оптового рынка обязаны заключать с ним договора на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению. Деятельность Системного оператора как естественного монополиста находится под контролем государства.

Обеспечение надежного электроснабжения и экономической эффективности оперативных диспетчерских команд и распоряжений является приоритетом при осуществлении оперативно-диспетчерского управления. Условием любых действий

Системного оператора является выбор наиболее экономически эффективного решения, которое обеспечивает безопасное и безаварийное функционирование технологической инфраструктуры электроэнергетики и качество электроэнергии. В дальнейшем государство рассмотрит вопрос о целесообразности объединения Федеральной сетевой компании и Системного оператора.

Совет рынка — некоммерческая организация, членами которой являются представители субъектов электроэнергетики и крупных потребителей. Он создан для соблюдения баланса интересов производителей и покупателей электрической энергии, обеспечения функционирования коммерческой инфраструктуры рынка, эффективной взаимосвязи оптового и розничных рынков, организации эффективной саморегулируемой эффективной системы торговли электрической энергией.

Организации коммерческой инфраструктуры обеспечивают торговлю электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, организуют систему заключения договоров и расчетов, производят сбор информации о фактическом производстве и потреблении электрической энергии и мощности.

На оптовом рынке могут покупать электроэнергию гарантирующие поставщики и энергосбытовые организации (для последней ее продажи на розничных рынках), а также крупные потребители. Для потребителей Правилами оптового рынка и другими нормативными документами установлены требования по суммарной присоединенной мощности энергопринимающего оборудования; для энергосбытовых компаний необходимы заключенные договоры с потребителями, суммарная присоединенная мощность которых превышает установленные требования. К гарантирующим поставщикам количественные характеристики не применяются. Однако каждый покупатель оптового рынка обязан выполнить требования технического характера по обеспечению коммерческого учета произведенной электроэнергии (мощ-

ности), а также по наличию системы связи и передачи данных с инфраструктурами рынка. Должны быть также заключены договора об оказании услуг по передаче электрической энергии.

Участники оптового рынка, продающие и покупающие электроэнергию, подписывают *договор о присоединении к торговой системе оптового рынка*, содержащий ряд важных моментов. Отметим существенные условия, которые в обязательном порядке должен включать договор о присоединении:

права и обязанности сторон и порядок их взаимодействия;

содержание услуг администратора торговой системы и порядок их оплаты;

содержание услуг Системного оператора и порядок их оплаты;

порядок заключения и исполнения договоров купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке;

взаимная ответственность сторон;

условия и порядок внесения изменений в договор.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности функционируют *рынок «на сутки вперед» (PCB)* и *балансирующий рынок (БР)*. Участники подают заявки на плановое почасовое потребление на PCB, в которых указывают объемы электроэнергии (мощности) на каждый час и возможную стоимость этих объемов. На основании конкурентного отбора заявок поставщиков и покупателей на PCB формируется цена на каждый час, по которой участники совершают сделки. Фактическое потребление участников рынка отличается от запланированного, поэтому для покупки/продажи недостающих/избыточных объемов существует балансирующий рынок, где на основании заявок производителей в каждый час складывается цена балансирующего рынка.

В переходный период на оптовом рынке существуют также регулируемые договоры купли-продажи электрической энергии (мощности), которые заключаются между поставщиками и потребителями. По этим договорам часть электроэнергии продается по регулируемым ценам, однако ее доля

в общем объеме потребления постоянно снижается, и к 2011 г. должна быть исключена полностью. Финансовые расчеты по регулируемым договорам производятся напрямую между потребителем и поставщиком за весь объем электрической энергии и мощности, указанный в договоре на каждый час срока действия договора (вне зависимости от планового почасового потребления, заявляемого участником на РСВ).

6.4. РОЗНИЧНЫЕ РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В 2006 г. Постановлением Правительства Российской Федерации № 530 утверждены «Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» (далее по тексту — Правила розничных рынков).

Субъекты розничных рынков:

потребители электрической энергии;

поставщики электроэнергии (энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, производители электрической энергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке);

территориальные сетевые организации и иные владельцы объектов электросетевого хозяйства;

субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющие управление на уровне розничных рынков.

Введено понятие *точки поставки на розничном рынке* — это место в электрической сети на границе балансовой принадлежности энергопринимающих устройств (ЭУ) покупателя (продавца) электроэнергии (либо лица, в интересах которого они покупают или продают электроэнергию), где исполняются обязательства по поставке электрической энергии и (или) оказанию услуг.

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» в каждом регионе должен быть *гарантирующий поставщик*, на которого возложена миссия обеспечения

электроснабжения потребителей в сложных условиях реформирования. Это коммерческая организация, обязанная заключить договор купли-продажи электроэнергии с любым обратившимся к нему потребителем (ст. 3 ФЗ «Об электроэнергетике»). Фактически от работы гарантирующего поставщика (ГП) зависит вся жизнь региона, поэтому его выбору и условиям работы в Правилах розничных рынков уделено особое внимание.

Статус ГП присваивается по результатам открытого конкурса, который проводится 1 раз в 3 года (или при возникновении особых обстоятельств). До проведения первого конкурса и определения его победителя гарантирующими поставщиками на территории каждого субъекта РФ являются энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации АО-энерго, или другие организации.

В дальнейшем участниками конкурса для получения статуса ГП могут стать не только эти организации, но и любые другие, соответствующие установленным Правилами розничных рынков требованиям, независимо от формы собственности и осуществляемых ими функций на розничных рынках. Зона деятельности ГП не обязательно совпадает с границами субъекта РФ и может охватывать как часть ее, так и несколько регионов сразу, однако на одной территории может функционировать только один ГП.

Гарантирующий поставщик осуществляет поставку электроэнергии покупателям на территории своей зоны деятельности по публичным договорам (см. § 6.5), т.е. обязан заключить такой договор с каждым обратившимся потребителем; в случае отказа потребитель вправе обратиться в суд. Гарантирующий поставщик вправе отказаться от заключения договора только в двух случаях: при отсутствии технологического присоединения в установленном порядке (см. § 6.6) соответствующих энергопринимающих устройств (ЭУ) к электрическим сетям или при нахождении точек поставки вне зоны деятельности ГП. Об

отказе он должен уведомить заявителя в письменной форме в 5-дневный срок со дня обращения (с указанием причин). И в этом случае, и при отсутствии ответа потребитель может обратиться в суд.

Другие энергосбытовые и энергоснабжающие организации, действующие на той же территории, свободны в заключении договоров, т.е. потребитель не вправе обязать их заключить договор.

Потребитель по желанию может заключить с ГП *договор энергоснабжения* или *договор купли-продажи (поставки) электроэнергии*, которые различаются по обязанностям ГП.

В первом случае ГП должен осуществлять продажу потребителю электроэнергии и оказывать услуги по передаче электроэнергии, а также другие услуги, связанные с электроснабжением (самостоятельно или с привлечением третьих лиц). При этом ГП сам урегулирует все отношения, связанные с передачей электроэнергии и оперативно-диспетчерским управлением, с соответствующими субъектами электроэнергетики или собственниками электросетевых объектов. Покупатель обязуется оплачивать приобретаемую электроэнергию и оказанные услуги. Такая форма взаимоотношений близка к существовавшим до реформирования электроэнергетики, и она наиболее понятна и удобна большинству потребителей, хотя часто менее выгодна экономически.

Во втором случае — по договору купли-продажи (поставки) — ГП лишь обязуется отпустить (поставить) электроэнергию покупателю, а тот должен ее оплатить. Отношения с другими организациями, связанные с оперативно-диспетчерским управлением и передачей электроэнергии, потребитель должен урегулировать самостоятельно.

Таким образом, потребитель имеет возможность выбрать наиболее удобную и выгодную для него форму договора и заключить его с ГП или с другой энергосбытовой (энергоснабжающей) организацией. Договор заключается в письменной форме (за исключением договора с гражданином-

потребителем, который считается заключенным по факту оплаты электроэнергии, но здесь этот аспект не рассматривается).

Договор считается продленным на тот же срок и на тех же условиях, если ни одна из сторон не заявит о его прекращении, изменении либо о заключении нового. Если покупатель не оплатил приобретенную электроэнергию за два и более расчетных периода или нарушил порядок учета, ГП имеет право приостановить исполнение обязательств по договору.

Правилами установлено, что покупатель обязан заявлять ГП договорный объем потребления электрической энергии (мощности) с помесечной детализацией не позднее чем за 2 мес до начала очередного периода регулирования тарифов. Стоимость отклонений фактического потребления от договорного объема потребления покупатель должен будет компенсировать.

Потребители, чья присоединенная мощность превышает $750 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, или обслуживающие их энергосбытовые организации обязаны уведомлять ГП также и о почасовых объемах потребления электроэнергии и компенсировать стоимость отклонений фактических почасовых объемов потребления от договорных. Таким образом, для потребителей очень важны вопросы прогнозирования объемов электропотребления в различных временных разрезах.

В договоре потребителя с ГП должно предусматриваться его право (при выполнении определенных условий, в том числе — возмещения убытков ГП) перейти на обслуживание к другой энергосбытовой организации; в этом случае последняя организация также обязана урегулировать отношения по купле-продаже электроэнергии с ГП. Потребитель имеет риск выбрать недобросовестного поставщика электроэнергии и должен отвечать перед третьими лицами за возникшие убытки. Поэтому ему необходимо удостовериться в наличии у энергосбытовой организации *права на распоряжение электрической энергией*, которое подтверждается, в частности, наличием заключенных договоров на приобретение

электроэнергии на оптовом, розничном рынке или у другой энергосбытовой организации (гарантирующего поставщика). Потребитель вправе требовать у энергосбытовой организации такие документы или обратиться к сетевой организации, которая запросит эти сведения у администратора торговой системы оптового рынка либо у ГП.

При отсутствии у энергосбытовой организации права на распоряжение электроэнергией покупатель несет ответственность за потребление электроэнергии без заключенного договора. Сетевая организация, к которой присоединен такой потребитель, обязана уведомить его и потребовать заключить договор с ГП или другой энергосбытовой организацией, а также оплатить фактический объем потребления электроэнергии за соответствующий период. Таким образом государство стремится не допустить появления на розничных рынках недобросовестных энергосбытовых организаций.

Предусмотрена и возможность наступления обстоятельств, когда энергосбытовая организация не сможет снабжать потребителей — при ликвидации или банкротстве, аннулировании или приостановлении ее лицензии и др. В этих условиях их должен принять на обслуживание ГП (как гарант электроснабжения в регионе); есть обязанности и у других субъектов рынка.

Поскольку надежность электроснабжения потребителей может зависеть от нескольких организаций, в Правилах розничных рынков рассмотрена их ответственность. Если договором предусмотрены обязательства ГП (энергосбытовой организации) урегулировать отношения, связанные с передачей электрической энергии и оперативно-диспетчерским управлением, то именно эта организация несет ответственность перед потребителем за надежность. Все другие субъекты, участвующие в процессах передачи электроэнергии (например, предприятие, к сетям которого присоединен другой потребитель), несут ответственность в пределах своих границ балансовой принадлежности электросетевого хозяйства. Однако если потребитель

имеет отдельный договор с сетевой организацией, то энергосбытовая организация или ГП, продающие электроэнергию этому потребителю, не несут ответственности за ненадлежащее предоставление и качество соответствующих услуг.

Аналогично решается вопрос ответственности за качество электрической энергии, поскольку оно обеспечивается совместными действиями различных субъектов электроэнергетики (в том числе гарантирующих поставщиков, энергосбытовых организаций, энергоснабжающих организаций, сетевых организаций, системного оператора и иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, а также производителей и поставщиков электроэнергии на оптовом и розничных рынках). Все они отвечают перед потребителями за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств согласно заключенным договорам, в том числе за надежность снабжения их электроэнергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями.

Потребители, имеющие собственные генерирующие установки (*потребители с блок-станциями*) могут продавать излишки электроэнергии (мощности). Важно подчеркнуть, что такие потребители приравнены к производителям (поставщикам) электрической энергии по возможностям работы на оптовых и розничных рынках, по условиям заключения договоров купли-продажи (поставки) электроэнергии с покупателями.

В целом по розничному рынку продажа электрической энергии (мощности) может осуществляться как по регулируемым, так и по свободным ценам (тарифам), но ценообразование здесь не рассматривается. Темпы и особенности создания и функционирования розничных рынков зависят от уровня развития экономики региона, особенностей поставки, передачи и распределения электроэнергии. Там, где по техническим причинам развитие конкуренции временно окажется невозможным, будет осуществляться государственное регулирование.

6.5. ПУБЛИЧНЫЙ ДОГОВОР

В законодательстве об электроэнергетике важнейшее значение имеет понятие публичного договора. Оно было введено Гражданским кодексом РФ и отнесено к ряду договоров, в том числе к договору энергоснабжения. В настоящее время потребители и другие субъекты электроэнергетики должны заключать целый ряд договоров, некоторые из которых по закону являются публичными, а другие — нет. И потребителям, и всем организациям в электроэнергетике необходимо четко знать особенности публичного договора, выделяющие его из договоров других видов, а также основные положения по его заключению.

В соответствии со ст. 426 ГК РФ публичным признается договор, заключенный коммерческой организацией и устанавливающий ее обязанности по продаже товаров, выполнению работ или оказанию услуг, которые такая организация по характеру своей деятельности должна осуществлять в отношении каждого, кто к ней обратится. Это понятие предусматривает, что организация при его заключении не вправе оказывать предпочтения одному лицу перед другим, а также устанавливать различные тарифы и другие условия договора для разных потребителей (за исключением случаев, предусмотренных законом и иными правовыми актами).

Отказ от заключения публичного договора (при наличии возможности его заключения) не допускается, и в соответствии с п. 4 ст. 445 ГК РФ возможно обращение потребителя в суд с требованием о понуждении заключить договор. При этом организация, необоснованно уклоняющаяся от заключения договора (т.е. не доказавшая в суде невозможность его заключения) должна будет возместить другой стороне причиненные убытки.

Условия договора в соответствии с принципом свободы договора (ст. 421 ГК РФ) определяются по усмотрению сторон, кроме случаев, когда содержание соответствующего условия предписано законом или иными правовыми актами. Отдельные

условия могут определяться диспозитивной нормой, которая применяется, если стороны в договоре не установили отличное от нее условие или не исключили ее применение. Правительство РФ может издавать правила, обязательные для сторон при заключении и исполнении публичных договоров, в том числе типовые договоры.

Договор заключается, в соответствии со ст. 432 ГК РФ, посредством направления одной из сторон оферты (предложения заключить договор) и ее акцепта (принятия предложения) другой стороной. Оферта должна содержать существенные условия договора, т.е. фактически представлять собой проект договора. Для публичного договора Гражданский кодекс РФ (ст. 445 ГК РФ) различает два порядка его заключения в зависимости от того, какая сторона направила оферту.

1. Если организация, для которой заключение договора является обязательным, получила оферту другой стороны, она должна в течение 30 дней со дня ее получения направить извещение об акцепте. Отказе от акцепта или протокол разногласий. Акцепт может быть только полным и безоговорочным (ст. 438 ГК РФ); акцепт на иных условиях, чем предложено в оферте (протокол разногласий), признается отказом от акцепта и в то же время новой офертой (ст. 443 ГК РФ). Сторона, получившая отказ или протокол разногласий, может в течение 30 дней обратиться в суд.

2. Если предложение о заключении договора направила сторона, для которой заключение договора обязательно, и ей в течение 30 дней направлен протокол разногласий, она обязана в течение 30 дней со дня получения известить о принятии или отклонении протокола разногласий. При отклонении протокола разногласий другая сторона вправе передать возникшие разногласия на рассмотрение суда. На основании ст. 446 ГК РФ условия договора, по которым у сторон имелись разногласия, определяются в соответствии с решением суда.

Молчание не является акцептом договора, если иное не вытекает из закона, обы-

чая делового оборота или из прежних деловых отношений сторон (п. 2 ст. 438 ГК РФ). Поэтому неполучение ответа в установленные сроки также является основанием для обращения в суд.

Особо отметим, что такой порядок заключения публичного договора лишает сторону, для которой его заключение обязательно, права обращаться на этих этапах в суд. Это может делать только другая сторона, которой следует во всех спорных ситуациях обращаться в суд, не затягивая сроков преддоговорной кампании.

В случае непередачи протокола разногласий по существенным условиям публичного договора в 30-дневный срок договор считается незаключенным. В то же время для договоров в области электроэнергетики возможны и особенные условия их заключения и продления, вытекающие из их специфики, как это было сделано для договора энергоснабжения (ст. 539—548 ГК РФ).

В заключение отметим, что указанные 30-дневные сроки применяют только тогда, когда другие сроки не установлены законом, иными правовыми актами или не согласованы сторонами (п. 3 ст. 445 ГК РФ). Поэтому следует, в первую очередь, учитывать сроки, приведенные для конкретных видов договоров в правовых актах (например, Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 утверждены сроки рассмотрения заявок на технологическое присоединение и другие аспекты заключения отдельных видов договоров).

6.6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Для получения электрической энергии любой потребитель должен быть подключен (технологически присоединен) к электрическим сетям. Технологическое присоединение носит однократный характер, т.е. не имеет срока действия и не требует переоформления в пределах уже присоединенной мощности (кроме случаев изменения

категории надежности, точки присоединения или вида производственной деятельности, которые требуют изменения схемы внешнего электроснабжения — в этих случаях также требуется проходить процедуру присоединения). Большинство потребителей были присоединены до вступления в силу нового законодательства об электроэнергетике. Однако при возникновении нового потребителя (организации, предприятия, юридического лица) или для увеличения присоединенной мощности существующего потребителя необходимо пройти процедуру технологического присоединения к электрическим сетям.

Порядок технологического присоединения регулируют Федеральный закон «Об электроэнергетике» и «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (далее — Правила присоединения; утверждены Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 с последующими изменениями). В правилах присоединения используется ряд понятий, связанных с мощностью:

заявленная мощность — предельная мощность, потребляемая в текущий период регулирования и определенная соглашением между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии, исчисляемая в мегаваттах;

максимальная мощность — мощность, обусловленная составом энергопринимающего оборудования и технологическим процессом потребителя, исчисляемая в мегаваттах;

присоединенная мощность — совокупная номинальная мощность присоединенных к электрической сети (в том числе опосредованно) трансформаторов и энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии, исчисляемая в мегавольт-амперах;

пропускная способность электрической сети — технологически максимально допустимая мощность, которая может быть

передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем.

Технологическое присоединение технически возможно, если одновременно соблюдаются три критерия:

а) сохраняются условия электроснабжения (установленная категория надежности электроснабжения и сохранение качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых уже присоединены к электрическим сетям (в том числе и в смежных сетевых организациях);

б) отсутствуют ограничения на присоединяемую мощность в объектах электросетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;

в) не требуется реконструкция, расширение или сооружение новых объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций либо строительство новых генерирующих объектов.

В случае несоблюдения хотя бы одного из указанных критериев считается, что техническая возможность присоединения отсутствует. Потребителю откажут в подключении или выдадут индивидуальные технические условия. Если потребитель сомневается в обоснованности отказа, он может обратиться в федеральный орган исполнительной власти по технологическому надзору (для получения заключения о наличии или отсутствии технической возможности), а также в антимонопольные органы или в арбитражный суд.

С потребителя взимается однократная плата за технологическое присоединение. Размер ее устанавливает государственный орган по регулированию тарифов; за счет нее компенсируются расходы на строительство и реконструкцию объектов электросетевого хозяйства (линий, подстанций, трансформаторов, компенсирующих устройств) в целях присоединения новых или увеличения мощности энергопринимающих устройств, присоединенных ранее. Отметим, что сюда не включают расходы на

строительство и реконструкцию объектов электросетевого хозяйства в целях обеспечения надежности и качества электрической энергии уже присоединенных потребителей — эти расходы учитывают при установлении платы за услуги по передаче электрической энергии.

Технологическое присоединение носит однократный характер. Оно не требуется, если устройства были технологически присоединены до вступления в силу Правил присоединения (до 27 декабря 2004 г. — даты подписания Постановления Правительства № 861). Однако при необходимости увеличения мощности этих устройств вновь решаются вопросы технологического присоединения. С присоединяемых лиц взимается однократная плата, которая должна компенсировать затраты на проведение мероприятий по технологическому присоединению. Размер платы устанавливается соответствующим органом федеральной исполнительной власти.

Лицо, которое хочет присоединить свои энергопринимающие устройства, заключает договор об осуществлении технологического присоединения с сетевой организацией. Такой договор является публичным и обязателен к заключению для сетевой организации; при необоснованном отказе (или уклонении) заинтересованное лицо вправе обратиться в суд с иском о понуждении к заключению договора и взыскании убытков. Условия договоров являются одинаковыми для всех физических и юридических лиц, за исключением индивидуальных технических условий.

Процедура технологического присоединения включает следующие этапы:

подача заявки юридическим или физическим лицом;

заключение договора об осуществлении технологического присоединения;

выполнение сторонами мероприятий, предусмотренных договором;

получение разрешения уполномоченного органа по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию объектов заявителя;

составление акта о технологическом присоединении и акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

В заявке должны быть указаны следующие сведения (для потребителей, суммарная присоединенная мощность которых превышает $750 \text{ кВ} \cdot \text{А}$): реквизиты заявителя; наименование и место нахождения энергопринимающих устройств, которые необходимо присоединить; максимальная мощность энергопринимающих устройств и их технические характеристики, число и мощность генераторов и присоединяемых к сети трансформаторов; число точек присоединения с указанием технических параметров элементов энергопринимающих устройств; заявляемый уровень надежности; заявляемый характер нагрузки и наличие нагрузок, влияющих на качество электроэнергии в точках присоединения; величина технологической и аварийной брони; сроки проектирования и ввода в эксплуатацию с поэтапным распределением мощности. Также к заявке прилагают план расположения энергопринимающих устройств, однолинейную схему электрических сетей заявителя (с указанием возможности резервирования от собственных источников энергоснабжения), перечень и мощность энергопринимающих устройств, которые могут быть присоединены к устройствам противоаварийной автоматики.

Этот перечень устанавливается нормативно-правовыми документами, поэтому сетевая организация не вправе требовать еще каких-либо сведений. Для потребителей небольшой мощности (до $750 \text{ кВ} \cdot \text{А}$) и физических лиц перечень уменьшен.

После рассмотрения заявки сетевая организация направляет заявителю для согласования проект договора об осуществлении технологического присоединения, который содержит мероприятия по технологическому присоединению, обязательства сторон по их выполнению и сроки (не должны превышать 1 года для потребителей суммарной мощностью менее $750 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и 2 лет — для более крупных

потребителей, если иное не предусмотрено инвестиционной программой или соглашением сторон). *Мероприятия по технологическому присоединению* включают: подготовку сетевой организацией технических условий и их согласование с системным оператором; разработку сетевой организацией и заявителем (в границах его земельного участка) проектной документации согласно обязательствам, предусмотренным техническими условиями; выполнение технических условий заявителем и сетевой организацией (в том числе подключение противоаварийной и режимной автоматики); проверку сетевой организацией выполнения заявителем технических условий; осмотр присоединяемых энергопринимающих устройств должностным лицом органа по технологическому надзору (при участии представителей сетевой организации и потребителя, а также при необходимости — системного оператора); фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающих устройств.

После заключения договора сетевая организация обязана подготовить и выдать заявителю *технические условия*, в которых должны быть указаны:

схемы приема (выдачи) мощности и точки присоединения к сети (вводные распределительные устройства, линии электропередачи и др.);

обоснованные требования по усилению существующей сети в связи с присоединением новых мощностей (строительство новых линий, подстанций, увеличение мощности трансформаторов, сечений проводов, установка устройств для обеспечения надежности и качества электроэнергии и др.), обязательные для исполнения сетевой организацией;

требования к устройствам релейной защиты, регулированию реактивной мощности, противоаварийной и режимной автоматике, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения, к контролю и поддержанию качества электроэнергии, а также к приборам учета электрической

энергии и мощности (активной и реактивной) и др.

Технические условия обязательны для выполнения как заявителем, так и сетевой организацией, при этом разграничение обязательств определяется договором и учитывается соответственно при расчете платы за технологическое присоединение. В ходе проектирования у заявителя может возникнуть необходимость частичного отступления от технических условий — тогда они должны быть согласованы с сетевой организацией.

К сожалению, требования по усилению существующей сети являются наиболее острым вопросом во взаимоотношениях сетевой организации и присоединяемых лиц. Часто таким образом сетевая организация пытается переложить на потребителя затраты, которые должна была бы нести сама, но не имеет финансовых возможностей. В то же время изношенность и большая загруженность линий определяют ограничения на присоединение дополнительной мощности в различных узлах сети, что приводит к отсутствию технической возможности технологического присоединения, о чем шла речь в начале этого раздела. Эти вопросы следует решать более гибко, в зависимости от присоединяемой мощности потребителя, напряжения сети, возможностей потребителя и других условий. При достаточном развитии рыночных отношений в этой области сетевой организации должно быть выгодно присоединить новых потребителей, чтобы впоследствии получать от них плату за услуги по передаче электроэнергии.

6.7. ДОСТУП К УСЛУГАМ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Услуги по передаче электроэнергии носят естественно-монопольный характер, поэтому к ним должен быть обеспечен *недискриминационный доступ*, что предусматривает обеспечение равных условий предоставления этих услуг всем потребите-

лям, независимо от организационно-правовой формы и правовых отношений с лицом, оказывающим эти услуги.

Доступ к услугам регулируется Федеральным законом «Об электроэнергетике» и «Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» (далее — Правила доступа к услугам по передаче; утверждены Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861; новая редакция — Постановление Правительства РФ от 21 марта 2007 г. № 168).

Услуги по передаче предоставляются сетевой организацией лицам, имеющим в собственности ЭУ и другие объекты электроэнергетики (технологически присоединенные в установленном порядке к питающей сети), а также энергосбытовым организациям, гарантирующим поставщикам и субъектам оптового рынка, осуществляющим экспорт (импорт) электроэнергии. Между сетевой организацией и указанным лицом заключается *договор об оказании услуг по передаче электрической энергии*. По договору сетевая организация обязуется осуществить комплекс действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей; потребитель обязуется их оплатить. Услуги оказываются только потребителям, имеющим статус участника оптового рынка либо имеющим договор купли-продажи электроэнергии с энергосбытовой организацией, гарантирующим или другим поставщиком электроэнергии. При работе на оптовом рынке его субъект должен заключить как договор об оказании услуг по передаче электроэнергии с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (в настоящее время — с Федеральной сетевой компанией), так и договор об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (с системным оператором).

Договор является публичным, для сетевой организации он обязателен к заключению. Необоснованное уклонение или отказ от заключения такого договора, в соответ-

ствии с Гражданским кодексом РФ, могут быть обжалованы потребителем в установленном порядке. В то же время отметим, что сетевая организация вправе отказаться от заключения договора по одной из двух причин: если потребитель услуг технологически не присоединен к электрической сети или у сетевой организации отсутствует техническая возможность передачи электроэнергии в заявленном объеме — по существующим условиям технологического присоединения или пропускной способности сети.

Таким образом, договор об оказании услуг по передаче электроэнергии заключается после заключения договора об осуществлении технологического присоединения к сетям, за исключением следующих ситуаций:

а) если ЭУ потребителя уже были технологически присоединены к электрической сети;

б) если договор заключает энергосбытовая организация или гарантирующий поставщик, в интересах обслуживаемых ими потребителей; при этом потребители обязательно должны быть технологически присоединены к сети;

в) если договор заключает лицо, осуществляющее экспорт (импорт) электроэнергии, которое не имеет во владении, пользовании и распоряжении объектов электроэнергетики, присоединенных к электрической сети.

Для перечисленных лиц технологическое присоединение не требуется, однако сетевая организация вправе запросить у них сведения и документацию для определения необходимых технических характеристик.

Лицо, которое намерено заключить договор, направляет в сетевую организацию следующие сведения:

заявление о заключении договора с указанием срока начала оказания услуг и реквизиты потребителя;

объемы и предполагаемый режим передачи электрической энергии с разбивкой по месяцам;

объем присоединенной максимальной мощности и характер нагрузки энергопринимающих устройств, присоединенных к сети, с распределением по каждой точке присоединения, с приложением акта разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон;

однолинейную схему электрической сети потребителя;

копию договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (в случае, когда он необходим).

Сетевая организация в порядке, регулируемом Гражданским кодексом РФ и Правилами доступа к услугам по передаче, направляет заявителю проект договора об оказании услуг по передаче электрической энергии и заключает договор. Договор считается заключенным с даты подписания его заявителем, если иное не установлено договором или решением суда.

Договор об оказании услуг по передаче электрической энергии должен содержать следующие существенные условия:

значение максимальной мощности энергопринимающих устройств (в установленном порядке технологически присоединенных к сети) с распределением по каждой точке присоединения;

значение заявленной мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электроэнергии в указанных точках присоединения;

ответственность потребителя услуг и сетевой организации за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства (фиксируется в прилагаемом к договору акте разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон);

обязательства сторон по оборудованию точек присоединения средствами измерения электроэнергии и обеспечению их работоспособности.

Заключая договор, потребитель принимает на себя следующие обязательства:

соблюдать предусмотренный договором режим потребления электрической энергии;

оплачивать услуги сетевой организации по передаче электрической энергии в раз мере и сроки, установленные договором;

поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему средства релейной защиты и противоаварийной автоматики, приборы учета и другие устройства, необходимые для обеспечения параметров надежности и качества электроэнергии; соблюдать требования, установленные для технологического присоединения и в правилах эксплуатации;

осуществлять эксплуатацию принадлежащих ему энергопринимающих устройств в соответствии с правилами технической эксплуатации, техники безопасности и оперативно-диспетчерского управления;

соблюдать заданные требования к установке устройств релейной защиты и автоматики, выделению нагрузок для аварийной и технологической брони;

поддерживать на границе балансовой принадлежности регламентированные значения показателей качества электрической энергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности;

выполнять требования сетевой организации об ограничении режима потребления;

представлять в сетевую организацию в установленные сроки необходимую технологическую информацию (главные электрические схемы; характеристики оборудования; схемы устройств релейной защиты и автоматики; оперативные данные о технологических режимах работы оборудования);

информировать сетевую организацию об аварийных ситуациях на энергетических объектах, плановом, текущем и капитальном ремонте на них;

информировать сетевую организацию об объеме участия в автоматическом или оперативном противоаварийном управлении мощностью, а также о перечне и мощности токоприемников потребителя, кото-

рые могут быть отключены устройствами противоаварийной автоматики;

беспрепятственно допускать представителей сетевой организации в пункты контроля и учета количества и качества переданной электроэнергии в порядке, установленном договором.

Сетевая организация принимает обязательства:

обеспечить передачу электроэнергии в точке присоединения энергопринимающих устройств потребителя услуг с качеством и параметрами, соответствующими техническим регламентам и другим обязательным требованиям;

осуществлять передачу электроэнергии в соответствии с согласованной категорией надежности энергопринимающих устройств потребителя;

определять значения соотношения потребления активной и реактивной мощности;

информировать потребителя услуг об аварийных ситуациях, ремонтных и профилактических работах, влияющих на исполнение обязательств по договору (порядок и сроки информирования определяются договором);

беспрепятственно допускать представителей потребителей услуг в пункты контроля и учета количества и качества переданной электроэнергии в порядке, установленном договором.

Таким образом, при присоединении к сети и заключении договора за любым потребителем услуг закрепляется право на получение электроэнергии в любой период времени действия договора в пределах присоединенной мощности, определенной договором; качество и параметры электроэнергии должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям. Ограничение права потребителя на получение электроэнергии возможно только в случае отклонения от нормальных режимов функционирования электрической сети (из-за аварийных ситуаций и/или вывода объектов электроэнергетики в ремонт или из эксплуатации, приво-

дящих к дефициту мощности). При этом ограничение потребления должно осуществляться в соответствии с актами согласования аварийной и технологической брони. Особо отмечено, что в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей исключается возможность взимания дополнительной платы.

Потребитель оплачивает услуги по передаче электроэнергии по тарифам, установленным соответствующим регулирующим органом. Тарифы устанавливаются в соответствии с «Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в РФ» и «Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ» (оба документа утверждены Постановлением Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109, с последующими изменениями).

Потребитель обязан ежегодно, не позднее чем за 6 мес до наступления очередного периода регулирования тарифов, уведомлять сетевую организацию о заявленной мощности на предстоящий календарный год. Мощность, определяемая по каждой точке присоединения, не может превышать максимальную присоединенную мощность потребителя в этой точке. Если потребитель не предоставил эти данные, то при установлении тарифов принимают максимальную присоединенную мощность потребителя по каждой точке.

Сетевая организация имеет право приостановить передачу электроэнергии в случаях:

возникновения задолженности потребителя по оплате услуг по передаче электроэнергии за 2 расчетных периода и более;

приостановления исполнения обязательств по договорам купли-продажи электроэнергии или по договору о присоединении к торговой системе оптового рынка;

присоединения потребителем к сети ЭУ, не соответствующих условиям договора, или осуществленного с нарушением порядка технологического присоединения;

присоединения, осуществленного с нарушением порядка технологического присоединения.

Допускается частичное или полное приостановление передачи, однако потребитель может быть ограничен только до значения мощности, установленного в акте согласования аварийной и технологической брони (за исключением случаев, установленных законодательством РФ). Потребитель должен быть уведомлен не позднее чем за 10 рабочих дней до даты предполагаемого приостановления оказания услуг по передаче. Если обстоятельства устранены до истечения указанного срока, то приостановление не производится. Приостановление передачи электроэнергии не влечет за собой расторжение договора.

Прекращение или ограничение передачи электроэнергии, перерыв возможны также в случаях, когда ЭУ потребителя находится в неудовлетворительном состоянии, что угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности людей. Это состояние может быть удостоверено только уполномоченным федеральным органом исполнительной власти по технологическому надзору. Об указанных обстоятельствах сетевая организация обязана уведомить потребителя в течение 3 дней с даты принятия решения, но не позднее чем за 24 ч до введения указанных мер.

Следует особо отметить, что расторжение договора об оказании услуг по передаче электрической энергии (в том числе по истечении срока его действия) не влечет за собой отсоединение ЭУ потребителя от электрической сети.

В заключение отметим, что нормативно-правовая база электроэнергетики находится в постоянном развитии и требует внимательного изучения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 6

6.1. **Гражданский кодекс РФ** (1996 г., с последующими изменениями).

6.2. **Федеральный закон «О естественных монополиях» № 147-ФЗ** (1995 г., с последующими изменениями).

6.3. **Федеральный закон** «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ (с изменениями от 4 ноября 2007 г. № 250-ФЗ).

6.4. **Федеральный закон** «О защите конкуренции» № 135-ФЗ (2006 г.).

6.5. **Постановление** Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)».

6.6. **Постановление** Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (с последующими изменениями).

6.7. **Постановление** Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических

установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (с последующими изменениями).

6.8. **Постановление** Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» (с последующими изменениями).

6.9. **Матюнина Ю.В., Макаренко И.Г.** Работа потребителей на рынках электроэнергии: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

6.10. **Кудрин Б.И.** К вопросу о Правилах доступа потребителей электрической энергии к услугам субъектов электроэнергетики // *Электрика*. 2005. № 6. С. 3—25.

6.11. **Новиков С.С., Макаренко И.Г.** Ценообразование в условиях новой модели оптового рынка электроэнергии // *Электрика*. 2007. № 10. С. 10—16.

6.12. **Матюнина Ю.В.** Взаимоотношения потребителей с субъектами электроэнергетики на розничных рынках электроэнергии // *Электрика*. 2007. № 1. С. 3—10.

Раздел 7

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ И ОРГАНИЗАЦИЙ

7.1. ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Энергетическое обследование — обследование потребителей топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в целях установления показателей эффективности использования ТЭР и выработки экономически обоснованных мер по их повышению.

Энергоаудитор — юридическое лицо (организация, кроме государственных надзорных органов), осуществляющее энергетические обследования потребителей ТЭР и обладающее соответствующей квалификацией.

Энергосбережение — реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

Энергетический ресурс — носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть использован в перспективе.

Эффективное использование энергетических ресурсов — достижение экономически оправданной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении требований к охране окружающей природной среды.

Показатель эффективности — абсолютная или удельная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения.

Энергетический объект — любое сооружение или группа сооружений, предназначенные для производства, транспорта и (или) преобразования энергии, а также ее использования для получения продукции или услуг.

Энергопотребление — физическая величина, отражающая количество потребляемого хозяйственным субъектом энергоресурса определенного качества, которая используется для расчета показателей энергоэффективности.

Сбор документальной информации — сбор данных о потреблении энергоресурсов, выпуске продукции, выполнении работ и оказании услуг, о технических параметрах, технико-экономических показателях, климатических наблюдениях и других данных, которые необходимо учитывать при расчете эффективности энергетического объекта.

Инструментальное обследование — измерение, регистрация характеристик энергопотребления с помощью стационарных и портативных приборов.

Анализ информации — определение показателей энергетической эффективности и резервов энергосбережения на основе собранной документальной информации и данных инструментального обследования.

Разработка рекомендаций по энергосбережению — обоснование экономических, организационных, технических и технологических усовершенствований, главным образом направленных на повышение энергоэффективности объекта, с обязательной оценкой возможностей их реализации,

предполагаемых затрат и прогнозируемого эффекта в физическом и денежном выражении.

Энергетический менеджмент — совокупность технических и организационных средств, направленных на повышение эффективности использования энергоресурсов и являющихся частью общей структуры управления предприятием.

7.2. ЦЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ И ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ЭНЕРГОАУДИТОРАМ

Энергетические обследования проводятся в соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ, в целях оценки эффективности использования организациями и предприятиями энергетических ресурсов, снижения затрат потребителей и реализации энергоэффективных решений.

Энергетическое обследование направлено на решение следующих основных задач:

- оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение значений потерь топливно-энергетических ресурсов;

- разработка плана мероприятий, направленных на снижение потерь топливно-энергетических ресурсов;

- выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии;

- определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;

- определение требований к организации по совершенствованию учета и контроля расхода энергоносителей;

получение исходной информации для решения вопросов создания нового оборудования и совершенствования технологических процессов в целях снижения энергетических затрат, оптимизации структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов.

Энергоаудитор должен отвечать следующим требованиям:

- обладать правами юридического лица;
- иметь необходимое инструментальное, приборное и методологическое оснащение;
- располагать квалифицированным и аттестованным персоналом;

- иметь опыт выполнения работ в соответствующей области деятельности.

В своей деятельности энергоаудитор руководствуется нормативными, правовыми актами органов государственной власти Российской Федерации и территориальных органов государственной власти, а также собственным Уставом.

7.3. УРОВНИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

Методология проведения энергетических обследований включает следующие уровни:

- предварительное энергетическое обследование (предаудит);

- энергетическое обследование первого уровня — расчет энергопотребления и затрат;

- энергетическое обследование второго уровня — углубленное обследование энерготехнологических систем и промышленного предприятия в целом, расчет энергетических потоков.

Предаудит имеет цель: оценить необходимость проведения аудиторской проверки. Для этого проводится:

- оценка доли энергозатрат в суммарных затратах предприятия (электроэнергия, тепловая энергия, топливо, вода);

выявление динамики изменения доли затрат за 3 последних года.

Если доля энергозатрат составляет: 5—10 %, то энергетическое обследование можно пока не проводить; 11—15 % — энергетическое обследование проводить необходимо; 16—20 % и более — энергетическое обследование следует проводить срочно.

Энергетическое обследование первого уровня имеет цели:

определить структуру энергозатрат и структуру энергоиспользования;

определить и убедительно показать руководству предприятия потенциал энергосбережения;

выявить участки, где нерационально или расточительно расходуются энергоресурсы;

расставить приоритеты будущей работы;

выявить и доказать руководству предприятия целесообразность проведения углубленного обследования.

Энергетическое обследование второго уровня имеет цели:

найти возможности внедрения энергосберегающих проектов;

оценить их технико-экономическую эффективность;

объединить в одну систему рекомендации и технические решения по рациональному энергопользованию и энергосбережению;

создать предпосылки для подготовки комплексного долговременного плана реализации энергосбережения на предприятии.

7.4. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПРЕАУДИТА

Преаудит служит для составления программы проведения энергетического обследования. На этом этапе определяются основные характеристики предприятия: ассортимент выпускаемой продукции, состав потребляемых энергоресурсов, производственная структура, численность

работников, состав основного оборудования и зданий, режим работы, структура управления и т.п.

Стадии предаудита:

первоначальная беседа с первыми руководителями;

знакомство с предприятием;

анализ заключенных предприятием договоров энергоснабжения.

В процессе беседы с первыми руководителями предприятия необходимо определить тех, кто принимает решение; получить первоначальные сведения о предприятии; получить сведения о составляющей энергозатрат в стоимости выпускаемой продукции; определить цели энергосберегающих мероприятий; распределить ответственность за проводимые работы по энергетическому обследованию на предприятии и уточнить список лиц, с которыми предстоит работать в процессе проведения энергетического обследования.

Знакомство с предприятием включает: осмотр предприятия; знакомство со схемами энергоснабжения; знакомство с системами учета энергоресурсов; знакомство с технологическими схемами.

На этом этапе следует четко определить доступную информацию по энергоиспользованию на предприятии, оценить степень ее достоверности, выделить ту ее часть, которая будет использоваться в энергетическом обследовании. Необходимо выделить наиболее энергоемкие подразделения, технологические циклы и места наиболее вероятных потерь энергоресурсов.

В конце предварительного этапа составляется программа проведения энергетического обследования, которая согласуется с руководством предприятия и подписывается двумя сторонами. При составлении программы учитывается мнение обследуемого предприятия о порядке и приоритетности проведения работ на различных участках.

7.5. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПЕРВОГО УРОВНЯ

Основные виды работ:

ознакомление с предприятием, сбор и анализ имеющейся на предприятии полезной для энергетического обследования информации;

выявление возможного потенциала энергосбережения на предприятии.

Основные этапы энергетического обследования первого уровня:

сбор первичной информации;

анализ энергоэкономических показателей промышленного предприятия;

выбор объектов аудита;

подготовка заключения об основных итогах первичного энергетического обследования.

Сбор первичной информации

В сборе информации на предварительном этапе участвуют как обследующая организация, так и обследуемое предприятие. Информация фиксируется в типовых формах.

На всем протяжении энергетического обследования происходит сбор информации в соответствии с разработанной программой. Источниками информации являются:

интервью и анкетирование руководства и технического персонала;

схемы энергоснабжения и учета энергоресурсов;

отчетная документация по коммерческому и техническому учету энергоресурсов; счета от поставщиков энергоресурсов; суточные, недельные и месячные графики нагрузок;

данные по объему произведенной продукции, ценам и тарифам;

техническая документация на технологическое и вспомогательное оборудование (технологические системы, спецификации, режимные карты, регламенты и т.п.);

отчетная документация по ремонтным, наладочным, испытательным и энергосберегающим мероприятиям;

перспективные программы, технико-экономическое обоснование, проектная документация на любые технологические и организационные усовершенствования, утвержденные планом развития предприятия.

Предприятие должно предоставить для работы всю имеющуюся документальную информацию не менее чем за 24 последних месяца. При этом обследуемое предприятие отвечает за достоверность предоставленной информации. Состав первичной информации:

общие сведения о предприятии;

фактические отчетные данные по энергопользованию и выпуску продукции в текущем и базовом году (по месяцам);

перечень основного энерготехнологического оборудования;

технические и энергетические характеристики установок;

техничко-экономические характеристики энергоносителей, используемых на предприятии;

сведения о подстанциях, источниках тепло-, водоснабжения, сжатого воздуха, топливоснабжения.

Анализ энергоэкономических показателей предприятия:

количественные характеристики производства продукции за последние 3 года по месяцам;

себестоимость продукции, в том числе затраты на топливо, электрическую и тепловую энергию на момент проведения обследования;

энергоемкость продукции;

удельная энергоемкость продукции по месяцам;

удельные расходы энергоресурсов на основные виды продукции по месяцам;

среднегодовая численность работников предприятия, в том числе производственный и управленческий персонал, персонал энергослужбы.

Необходимо выяснить, объем каких энергоресурсов в общем потреблении наиболее значителен, на использование каких энергоресурсов нужно обратить внимание прежде всего. Информация об энер-

гопотреблении должна показывать долевое потребление различных энергоресурсов на предприятии и затраты на них. Информация по ценам должна включать цену за единицу топлива и тариф (если он используется). Должны быть отмечены составляющие цены и различия в ценах.

При рассмотрении структур тарифов на энергоресурсы нужно учесть все факторы, которые в конечном итоге определяют, сколько предприятие платит за энергоресурсы: изменение цены в течение года, структура тарифа, дифференцированные тарифные ставки, штрафные санкции, другие выплаты.

Наиболее сложной обычно является структура тарифов на электроэнергию, которая зависит от вида, размера потребителя, региона. Для оценки потенциала экономии в потреблении электроэнергии необходимо получить следующую информацию:

- какова мощность каждого ввода электроэнергии;

- какова полная мощность присоединенной нагрузки;

- каковы профили нагрузки — суточный и годовой;

- каков средний коэффициент мощности;

- имеется ли компенсация реактивной мощности;

- какова общая структура электропотребления (двигатели, освещение, технологические процессы и т.п.).

Для оценки эффективности использования энергоресурсов и наглядности представляемой информации могут быть получены различные типы удельных затрат:

- средняя стоимость энергоресурса и энергии; предельная стоимость;

- стоимость единицы энергии в энергоносителе; стоимость единицы полезной энергии.

Результат первого этапа

В конце первого ознакомительного этапа энергоаудиторы должны иметь представление о предприятии и основных технологи-

ческих процессах, а также следующую информацию:

- общую стоимость затрат предприятия на энергоресурсы, расходы на воду, стоки и канализацию;

- структуру затрат по энергоносителям; сезонные изменения в потреблении и стоимости энергоносителей;

- структуру цен на каждый энергоресурс.

Эта информация дает четкую картину текущей ситуации с энергоиспользованием на предприятии и возможность выявить приоритетные направления для дальнейшей работы.

7.6. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ВТОРОГО УРОВНЯ

Цели энергетического обследования второго уровня:

- определение для каждого энергоресурса наиболее значимых потребителей по затратам и объемам потребления;

- распределение потребления каждого энергоресурса по основным потребителям (разработка энергетических балансов);

- разработка мероприятий по снижению потребления энергоресурсов.

Для достижения поставленной цели необходимо:

- провести обследование предприятия;
- составить схемы технологических процессов;

- составить список основных потребителей энергии;

- провести расчет потребления энергии каждого из основных потребителей энергии;

- провести анализ работы основных потребителей.

Обследование предприятия

При обследовании предприятия необходимо:

- определить энергетические потоки к процессам и от них;

- определить потоки сырья и продукции;

установить потоки потерь и отходов;

установить режимы работы производства и ключевые фигуры на предприятии (ключевыми людьми на предприятии являются: операторы технологических установок, мастера и технологи, менеджеры по выпуску продукции).

На данном этапе осуществляется сбор статистических данных и первичной информации, который включает:

годовой и помесечный выпуск основной и дополнительной продукции за предыдущий и текущий год;

годовое и помесечное потребление и расход энергоресурсов;

удельные нормы на выпуск единицы продукции;

фонд рабочего времени, сменность;

источники теплоснабжения, электроснабжения, водоснабжения, газоснабжения, сжатого воздуха;

схемы систем тепло-, водо-, газо-, электро- и воздухообеспечения предприятия и отдельных подразделений;

показатели энергопотребления в существующих формах статистической и внутризаводской отчетности;

мероприятия по повышению эффективности энергоиспользования и их выполнение за последние 1—2 года;

состояние учета и нормирование расхода тепловой и электрической энергии;

наличие паспортов на энергоемкое оборудование и вентиляционные системы;

выход вторичных энергоресурсов, в том числе низкопотенциальных, и их использование;

наличие энергетического паспорта предприятия.

Схема технологического процесса

Схема представляет собой диаграмму, показывающую основные этапы, через которые последовательно проходят материалы от первоначального состояния до готовой продукции.

На схеме должны быть показаны места подачи и использования энергоресурсов, отмечены переработка материалов, утилизация отходов в технологическом процессе.

Список основных потребителей

Выявить основных потребителей возможно на основании беседы с персоналом, изучения схем технологических процессов, обхода предприятия.

Наиболее крупными потребителями электроэнергии обычно являются:

электропечи;

системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;

компрессоры сжатого воздуха;

технологические насосы;

вакуумные насосы;

гидравлические насосы;

оборудование для перемешивания и нагревания жидкостей;

системы освещения.

Основные крупные потребители топлива:

котлы паровые и водогрейные;

печи различного назначения;

нагреватели жидкостей;

отопительные системы.

Расчет потребления

Для того чтобы из составленного списка основных потребителей энергоресурсов выделить наиболее значимые и расставить приоритеты для их подробного обследования, необходимо знать их долю в общем потреблении. Для оценки потребления отдельных потребителей следует учитывать:

анализ сезонных изменений в потреблении;

результаты проведенных измерений;

результаты проведенных расчетов.

Сезонные изменения в энергопотреблении могут помочь отделить энергопотребление технологического процесса от потребления на отопление.

Расчет потребления часто сочетается с измерениями, оценкой и вычислениями. На данном этапе важны не столько точные величины потребления, сколько общая картина.

Оценка электрических потоков

Для уточнения полученных расчетных данных баланса потребления энергетических ресурсов на предприятии необходимо

произвести оценку существующих потоков энергоресурсов. Существует несколько способов оценки различных энергетических потоков:

использование любых существующих счетчиков;

применение специального переносного оборудования для проведения энергетических обследований;

использование проектных данных эксплуатируемого оборудования;

оценка максимальных потоков по диаметрам трубопроводов.

Балансы потребления энергии

Балансы разрабатываются в соответствии со структурой предприятия. Выделяются следующие направления потребления электроэнергии:

общезаводские затраты;

общецеховые затраты для каждого вида продукции;

технологические затраты для каждого вида продукции.

Основные задачи анализа энергобаланса промышленного предприятия:

оценка фактического состояния энергоиспользования;

выявление причин и значений потерь энергоресурсов;

улучшение работы технологического и энергетического оборудования;

определение рациональных размеров потребления энергоресурсов в производственных процессах и установках;

совершенствование методики нормирования и разработка норм расхода энергоресурсов на производство продукции;

определение требований к организации и совершенствованию системы учета и контроля за потреблением различных видов энергоресурсов.

Алгоритм действия аудитора

Составляется структурная схема энергоснабжения, и на нее наносятся приборы коммерческого и технического учета, определяются недостающие диагностические приборы анализа энергопотребления.

Анализируются система распределения энергии и расходы на нее. Для этого необходимо получить:

счета за потребленную энергию;

значения тарифов за потребленную энергию;

реальные значения потребленной энергии по показаниям счетчиков коммерческого учета, а также графики типовых нагрузок за сутки в период зимнего (декабрь) и летнего (июнь) максимумов.

Определяют расходы энергетических ресурсов по отдельным производствам и участкам промышленного предприятия и получают структуру распределения энергии за предшествующий год. Рассчитывают расход отдельных видов энергии по различным производствам и промышленному предприятию в целом.

Составляют баланс энергии промышленного предприятия. Для этого необходимо проанализировать:

соответствие потребленной электрической энергии вычисленным по счетам и тарифам значениям оплаченной электрической энергии;

соотношения значений заявленного максимума активной мощности и наибольших значений активной мощности зимой и летом в часы контроля максимума работы энергосистемы.

7.7. ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ

Инструментальное обследование применяется для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности энергоиспользования, но не может быть получена из документов или вызывает сомнение в достоверности.

Для проведения инструментального обследования должны применяться стационарные или специализированные портативные приборы. При проведении измерений следует максимально использовать уже

существующие узлы учета энергоресурсов на предприятии, как коммерческие, так и технические. При этом предприятие делится на системы или объекты, которые подлежат по возможности комплексному обследованию.

Измерения при инструментальном обследовании подразделяются на следующие виды:

1. *Однократные измерения* — наиболее простой вид измерений, при котором исследуется энергоэффективность отдельного объекта при работе в определенном режиме. Примером могут служить измерения коэффициента полезного действия (КПД) котла, обследование насосов, вентиляторов, компрессоров и т.д. Для однократных измерений достаточен минимальный набор измерительных приборов, оснащение которых записывающими устройствами необязательно.

2. *Балансовые измерения* применяются при составлении баланса распределения какого-либо энергоресурса отдельными потребителями, участками, подразделениями или предприятиями. Перед проведением балансовых измерений необходимо иметь точную схему распределения энергоснабжения, по которой должен быть составлен план замеров, необходимых для сведения баланса. Для проведения балансовых измерений желательно иметь несколько измерительных приборов для одновременных замеров в различных точках. Рекомендуется использовать стационарные приборы, имеющиеся на предприятии, например системы коммерческого и технического учета энергоресурсов. При отсутствии достаточного количества приборов обеспечивается установившийся режим работы всего оборудования, подключенного к распределительной сети, и включается возможность изменения баланса вручную. На основе результатов балансовых измерений часто происходит уточнение схем энергоснабжения.

3. *Регистрация параметров* — определение зависимости какого-либо параметра во времени. Примерами таких измерений

могут служить снятие суточного графика нагрузки, определение температурной зависимости потребления тепла и т.д. Для этого вида измерений необходимо использовать приборы с внутренними или внешними устройствами записи и хранения данных и возможностью передачи их на компьютер. В ряде случаев допускается применение стационарных счетчиков без записывающих устройств при условии снятия их показаний через равные промежутки времени.

7.8. АНАЛИЗ ИНФОРМАЦИИ

Целью данного этапа является критический анализ отобранной на предыдущих этапах информации для того, чтобы предложить пути снижения затрат на энергоресурсы. Существуют три основных способа снижения энергопотребления:

исключить нерациональное использование;

устранить потери;

повысить эффективность преобразования.

После выявления источников потерь и участков нерационального использования энергии можно приступить к разработке предложений и проектов по улучшению ситуации.

Изначальный проект системы может быть неоптимальным. Часто выбирается легкое решение или решение с низкими капитальными затратами и не берутся в расчет эксплуатационные расходы.

Необходимо установить, являются ли энергопотоки рациональными по направлению и по величине. Для этого нужен опыт, а также информация об основных показателях энергопотребления других предприятий рассматриваемой отрасли, удельное энергопотребление и т.д.

Для выбора наилучших решений требуются понимание процессов и знание соответствующих технологий. Будет полезна помощь более опытных коллег, имеющих богатый опыт обследования технологического оборудования разных отраслей промышленности, а также консультации специ-

алистов с хорошим знанием конкретно рассматриваемой отрасли.

Вся информация, полученная из документов или путем инструментального обследования, является исходным материалом для анализа эффективности энергоиспользования. Методы анализа применяются к отдельному объекту или предприятию в целом. Конкретные методы анализа энергоэффективности зависят от вида оборудования и исследуемого процесса, типа и отраслевой принадлежности предприятия.

Методы анализа подразделяются на физические и финансово-экономические.

Физический анализ оперирует с физическими (натуральными) величинами и имеет целью определение характеристик энергоиспользования. Физический анализ, как правило, выполняется следующим образом:

определяется состав объектов энергоиспользования, по которым будет проводиться анализ. Объектами могут служить отдельные потребители, системы, технологические линии, здания, подразделения и предприятие в целом;

находится распределение всей потребляемой объектами энергии по отдельным видам энергоресурсов и энергоносителей. Для этого данные по энергопотреблению приводятся к единой системе измерения;

определяются для каждого объекта факторы, влияющие на потребление энергии. Например, для технологического оборудования таким фактором служит выпуск продукции, для систем отопления — наружная температура, для систем передачи и преобразования энергии — выходная полезная энергия и т.д.;

вычисляется удельное энергопотребление по отдельным видам энергоресурсов и объектам, которое является отношением энергопотребления к влияющему фактору;

значения удельного энергопотребления сравниваются с базовыми цифрами, после чего делается вывод об эффективности энергоиспользования по каждому объекту. Базовые цифры могут быть основаны на отраслевых нормах, предыдущих показателях данного предприятия или схожих зару-

бежных и отечественных предприятий, физическом моделировании процессов или экспертных оценках;

определяются прямые потери энергии за счет утечек энергоносителей, нарушения изоляции, неправильной эксплуатации оборудования, простоя, недогрузки и других выявленных нарушений;

в конечном итоге выявляются наиболее неблагоприятные объекты с точки зрения эффективности энергоиспользования.

Финансово-экономический анализ проводится параллельно с физическим и имеет целью придать экономическое обоснование выводам, полученным на основании физического анализа. На этом этапе вычисляется распределение затрат на энергоресурсы по всем объектам энергопотребления и видам энергоресурсов. Оцениваются прямые потери в денежном выражении.

Финансово-экономические критерии имеют решающее значение при анализе энергосберегающих рекомендаций и проектов: если мероприятие быстроокупаемое (до 5 лет), то оно принимается к внедрению; в отношении долгосрочных (более 5 лет) и некупаемых мероприятий (окупаемость более 15 лет) решение принимается для каждого конкретного случая отдельно.

Системы отопления

Фактические часовые $Q_{o,ф}$ и годовые $Q_{o,г.ф}$ расходы тепла на отопление:

$$Q_{o,ф} = G_{o,ф} c_o (t_{o1} - t_{o2}); \quad (7.1)$$

$$Q_{o,г.ф} = Q_{o,ф} \frac{t_{вн} - t_{н.о}^{cp}}{t_{вн} - t_{н.о,ф}} n_o, \quad (7.2)$$

где t_{o1} — температура воды на подающей трубе системы отопления, °C; t_{o2} — температура воды в обратной трубе системы отопления, °C; $t_{вн}$ — температура воздуха внутри помещений, °C; $t_{н.о,ф}$ — температура наружного воздуха во время измерений (фактическая), °C; $t_{н.о}^{cp}$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C (принимается по СНиП 2.01.01—82); n_o — продолжитель-

ность отопительного периода, ч; c_o — теплоемкость воды отопления, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; $G_{o,ф}$ — расход воды в системе отопления, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Расчет по удельным отопительным характеристикам на 1 м^3 объема здания.

Расчетно-нормативное годовое $Q_{o,г}^H$ (кДж), среднечасовое Q_o (Вт) и максимальное $Q_{o \max}$ (Вт) потребление тепловой энергии на отопление составляет:

$$Q_{o,г}^H = 86,4 \cdot Q_o n_o; \quad (7.3)$$

$$Q_o = Q_{o \max} \frac{t_{вн} - t_{н.о}^{cp}}{t_{вн} - t_{н.о \phi}}; \quad (7.4)$$

$$Q_{o \max} = \alpha V_n q_o (t_{вн} - t_{н.о}), \quad (7.5)$$

где n_o — продолжительность отопительного периода в сутках, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха 8°C и ниже (по СНиП 2.01.01—82); $t_{вн}$ — средняя температура воздуха внутри отапливаемых помещений, $^\circ\text{C}$ (по СНиП 2.04.07—86); $t_{н.о}$ — расчетная температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$ (СНиП 2.04.05—91); V_n — наружный строительный объем здания без подвалов, м^3 ; q_o — удельная отопительная характеристика жилых и общественных зданий при $t_{o,н} = -30^\circ\text{C}$, $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; α — поправочный коэффициент.

Расчет по удельным отопительным характеристикам на 1 м^2 общей площади пола здания. Рекомендуется для расчета тепловых потоков жилых зданий.

Годовое и среднечасовое расчетно-нормативное потребление тепловой энергии определяется по выражениям (7.3) и (7.4). Максимальный тепловой поток:

$$Q_{o \max} = q_o A (1 + k_1), \quad (7.6)$$

где q_o — укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление

жилых зданий на 1 м^2 общей площади отопления жилых зданий, $\text{Вт}/\text{м}^2$; A — общая площадь жилого здания, м^2 ; k_1 — коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий ($k_1 = 0,25$ по СНиП 2.04.07—86).

Расчет по тепловому балансу зданий. Тепловой баланс здания можно записать в виде:

$$Q_{\Gamma} = \left(\sum_{i=1}^n Q_{\text{тр } i} + \sum_{i=1}^k Q_{\text{инф } i} + Q_{\text{теп}} \right) \beta, \quad (7.7)$$

где Q_{Γ} — потребление тепловой энергии зданием в течение отопительного периода, $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$; $Q_{\text{тр } i}$ — потери теплоты теплопередачей через ограждающие конструкции зданий (стены, окна, пол, крыша и т.п.), $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$; $Q_{\text{инф } i}$ — потери теплоты инфильтрацией из-за поступления холодного воздуха в помещение через щели наружных ограждающих конструкций (окна, двери и т.п.), $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$; $Q_{\text{теп}}$ — тепловыделение, $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$; β — коэффициент, учитывающий дополнительное теплопотребление системы отопления, для многосекционных и других протяженных зданий $\beta = 1,13$, для зданий башенного типа $\beta = 1,11$.

Годовые потери тепловой энергии ($\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$) теплопередачей и инфильтрацией составляют:

$$Q_{\text{тр } i} = Q_{\text{тр } i}^{cp} n_o; \quad (7.8)$$

$$Q_{\text{инф } i} = Q_{\text{инф } i}^{cp} n_o, \quad (7.9)$$

где n_o — продолжительность отопительного периода в сутках, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха 8°C и ниже (по СНиП 2.01.01—82).

а) Расчет среднечасовых потоков теплоты через ограждающие конструкции помещений.

Основные и добавочные потери теплоты:

$$Q_{\text{тр } i}^{\text{ср}} = \frac{A_i(t_{\text{вн}} - t_{\text{н.о}}^{\text{ср}})(1 + \sum \beta)n}{R_i}, \quad (7.10)$$

где A_i — расчетная площадь ограждающей конструкции, м^2 ; R_i — сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$; β — добавочные потери теплоты (в долях основных потерь); n — коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху.

Сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции (кроме заполнений световых проемов и полов на грунте):

$$R_i = 1/\alpha_{\text{в}} + R_{\text{к}} + 1/\alpha_{\text{н}}, \quad (7.11)$$

где $\alpha_{\text{в}}$ — коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающих конструкций, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$; $R_{\text{к}}$ — термическое сопротивление ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$; $\alpha_{\text{н}}$ — коэффициент теплоотдачи для зимних условий наружной поверхности ограждающих конструкций, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$.

Термическое сопротивление ограждающей конструкции:

для однородной конструкции

$$R_{\text{к}} = \delta/\lambda, \quad (7.12)$$

где δ — толщина слоя, м; λ — расчетный коэффициент теплопроводности материала слоя, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$ (СНиП II-3—79, приложение 3);

для конструкции с последовательно расположенными однородными слоями

$$R_{\text{к}} = R_1 + R_2 + \dots + R_n + R_{\text{в.п}}, \quad (7.13)$$

где R_1, R_2, \dots, R_n — термические сопротивления отдельных слоев ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$; $R_{\text{в.п}}$ — термическое сопротивление замкнутой воздушной прослойки;

для неоднородной ограждающей конструкции термическое сопротивление определяется в соответствии со СНиП II-3—79.

Сопротивление теплопередаче полов на грунте R_h определяется:

для неутепленных полов и стен (R_c), расположенных ниже уровня земли с коэффициентом теплопроводности $\lambda_h \geq 1,03 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$ по зонам шириной 2 м от стен к центру, параллельно наружным стенам: 2,1 м — для I зоны; 4,3 м — для II зоны; 8,6 м — для III зоны; 14,2 м — для IV зоны;

для неутепленных полов и стен, расположенных ниже уровня земли с коэффициентом теплопроводности $\lambda_h < 1,03 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$ утепляющего слоя толщиной δ :

$$R_h = R_c + \delta/\lambda_h, \quad (7.14)$$

для полов на лагах:

$$R_h = 1,18(R_c + \delta/\lambda_h). \quad (7.15)$$

б) Расчет среднечасовых потоков теплоты на нагревание инфильтрирующегося наружного воздуха через ограждающие конструкции помещений.

Расход теплоты на нагревание инфильтрирующегося воздуха:

$$Q_{\text{инф } i}^{\text{ср}} = 0,28 \sum G_i c(t_{\text{вн}} - t_{\text{н.о}}^{\text{ср}})k, \quad (7.16)$$

где G_i — расход инфильтрирующегося воздуха через ограждающие конструкции помещения, $\text{кг}/\text{ч}$; c — удельная теплоемкость воздуха, равная $1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{°C})$; k — коэффициент учета влияния встречного теплового потока в конструкциях, равный 0,7 для стыков панелей стен и окон с тройными переплетами, 0,8 — для окон и балконных дверей с отдельными переплетами и 1,0 — для одинарных окон, окон и балконных дверей со спаренными переплетами и открытых проемов (СНиП 2.04.05—91).

Расход теплоты на нагревание инфильтрирующегося воздуха в жилых помещениях жилых и общественных зданий при естественной вытяжной вентиляции, не

компенсируемого подогретым приточным воздухом, определяется по формуле:

$$G_i = \sum \frac{0,216 A_1 \Delta p_i^{0,67}}{R_{вп}} + \sum A_2 G_n \left(\frac{\Delta p_i}{\Delta p_1} \right)^{0,67} + 3456 \sum A_3 \Delta p_i^{0,5}, \quad (7.17)$$

где A_1 — площадь световых проемов (окон, дверей, фонарей); A_2 — площадь ограждающих конструкций (стен, крыши); A_3 — площадь щелей, неплотностей и проемов в наружных конструкциях; p_i, p_1 — расчетная разность между давлениями на наружной и внутренней поверхностях ограждающих конструкций соответственно на расчетном этаже и на уровне пола первого этажа, Па; G_n — нормативная воздухопроницаемость ограждающих конструкций, кг/(м² · ч); $R_{вп}$ — сопротивление воздухопроницанию, м² · ч · Па/кг.

Расчетная разность между давлениями на наружной и внутренней поверхностях:

$$p_i = (H - h_i)(\gamma_i - \gamma_p) + 0,5 \cdot \rho_i v^2 (c_{en} - c_{ep}) k_1 - p_{int}, \quad (7.18)$$

где h_i — расчетная высота от уровня земли до верха ограждающей конструкции, м; H — высота здания, м; γ_i, γ_p — удельный вес наружного и внутреннего воздуха; ρ_i — плотность наружного воздуха, кг/м³; v — скорость ветра, м/с; c_{en}, c_{ep} — аэродинамические коэффициенты для наветренной и подветренной поверхностей ограждения здания, принимаемые по СНиП 2.01.07—85; k_1 — коэффициент учета изменения скоростного давления ветра в зависимости от высоты здания по СНиП 2.01.07—85; p_{int} — условно-постоянное давление воздуха в здании, Па;

$$\gamma = \frac{3463}{273 + t}; \quad (7.19)$$

t — температура наружного и внутреннего воздуха, °С.

Системы горячего водоснабжения

Фактические часовые и годовые расходы тепла на горячее водоснабжение, кДж:

$$Q_{г.в.ф} = G_{г.в} c_{г.в} (t_{г.в} - t_{х.в}); \quad (7.20)$$

$$Q_{г.в.ф.г} = Q_{г.в.ф} n_o + 0,8 Q_{г.в.ф} \frac{t_{г.в} - t_{х.в.л}}{t_{г.в} - t_{х.в.з}} \times (8400 - n_o), \quad (7.21)$$

где $t_{г.в}$ — температура воды на подающей трубе системы горячего водоснабжения, °С; $t_{х.в}$ — температура воды в системе холодного водоснабжения, °С; $t_{х.в.л}$ — температура холодной воды летом (при отсутствии данных $t_{х.в.л} = 15$ °С); $t_{х.в.з}$ — температура холодной воды зимой (при отсутствии данных $t_{х.в.з} = 5$ °С); n_o — продолжительность отопительного периода, ч; $c_{г.в}$ — теплоемкость воды системы горячего водоснабжения, кДж/(м³ · °С); $G_{г.в}$ — расход воды в системе горячего водоснабжения, м³/ч.

Расчетно-нормативное годовое (кДж) и среднечасовое (Вт) потребление тепловой энергии на горячее водоснабжение составляет:

$$Q_{г.в.г}^H = 86,4 Q_{г.в.г} n_o + 86,4 Q_{г.в.г}^S (n_{г.в} - n_o); \quad (7.22)$$

$$Q_{г.в.г} = \frac{1,2 m (a + b) (55 - t_{х.в.з})}{24 \cdot 3,6} c_{г.в}; \quad (7.23)$$

$$Q_{г.в.г}^S = Q_{г.в.г} \frac{55 - t_{х.в.л}}{55 - t_{х.в.з}} \beta, \quad (7.24)$$

где $Q_{г.в.г}$ — средний часовой поток на горячее водоснабжение в средние сутки за неделю в отопительный период; $Q_{г.в.г}^S$ — то же за период со среднесуточной температурой наружного воздуха более 8 °С (неотопительный период); m — число человек, находящихся в здании; a — норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55 °С на 1 чел. в сутки, проживающего в здании; b — норма расхода воды на горячее водоснабжение, потребляемой в

общественных зданиях, при температуре 55 °С на 1 чел.; n_o — продолжительность отопительного периода в сутках, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха 8 °С и ниже (СНиП 2.01.01—82); $n_{г.в}$ — расчетное число суток работы системы горячего водоснабжения в году (при отсутствии данных принимать 350 сут); β — коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неопотительный период по отношению к отопительному периоду ($\beta = 0,8$ для жилищно-коммунального сектора и $\beta = 1,0$ для организаций, СНиП 2.04.07—86).

Системы вентиляции и кондиционирования

Фактические часовые и годовые расходы тепла на вентиляцию, кДж:

$$Q_{в.ф} = G_{в.ф}(t_{вн} - t_{н.о.ф}); \quad (7.25)$$

$$Q_{в.г.ф} = \frac{Q_{в.ф} z_{в}}{24} \times \left[n_{в} + \frac{t_{вн} - t_{н.о}^{cp}}{t_{вн} - t_{н.о.ф}} (n_o - n_{в}) \right], \quad (7.26)$$

где $G_{в}$ — часовой расход воздуха, м³/с; $c_{в}$ — теплоемкость воздуха, кДж/(м³ · °С); n_o — продолжительность отопительного периода, ч; $n_{в}$ — число часов в отопительном периоде с температурами наружного воздуха для вентиляции ниже расчетной (при $t_{н.о.ф} = t_{н.о}$, $n_{в} = 0$), ч; $z_{в}$ — число часов работы вентиляции в течение суток.

Расчет по удельным вентиляционным характеристикам на 1 м³ объема здания. Расчетно-нормативное годовое (кДж), среднечасовое (Вт) и максимальное (Вт) потребление тепловой энергии на отопление составляет:

$$Q_{в.г}^H = 3,6zQ_{вт}n_o; \quad (7.27)$$

$$Q_{вт} = Q_{в.макс} \frac{t_{вн} - t_{н.о}^{cp}}{t_{вн} - t_{н.о.ф}}; \quad (7.28)$$

$$Q_{о.макс} = V_{н}q_{в}(t_{вн} - t_{н.о}), \quad (7.29)$$

где n_o — продолжительность отопительного периода, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха 8 °С и ниже (по СНиП 2.01.01—82), сут; z — усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (при отсутствии данных принимается равным 16 ч); $q_{в}$ — удельная вентиляционная характеристика при температуре наружного воздуха в отопительный период $t_{н.о} = -30$ °С, Вт/(м³ · °С).

Расчет по удельным отопительным характеристикам на 1 м² общей площади пола здания A рекомендуется проводить для расчета тепловых потоков на вентиляцию жилых зданий.

Годовое и среднечасовое расчетно-нормативное потребление тепловой энергии на вентиляцию определяется по выражениям (7.27) и (7.29). Максимальный тепловой поток на вентиляцию:

$$Q_{в.макс} = k_1 k_2 q_o A, \quad (7.30)$$

где k_1 — коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий (при отсутствии данных следует принимать равным 0,25); k_2 — коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий ($k_2 = 0,4$ для зданий, построенных до 1985 г., после 1985 г. $k_2 = 0,6$ согласно СНиП 2.04.07—86); значение показателя q_o принимается для жилых зданий.

Системы водоснабжения

Фактический годовой расход холодной воды:

$$Q_{г.ф} = Q_{сут.ф} n_o, \quad (7.31)$$

где $Q_{сут.ф}$ — расход холодной воды, определенный на основании замеров за сутки, л/сут; n_o — количество рабочих суток учреждения в году, сут;

$$Q_{сут1} = q_{сут1}^H m_1; \quad (7.32)$$

здесь $q_{\text{сут}1}^{\text{н}}$ — удельная норма расхода воды, [л/(чел · сут)]; m_1 — количество человек, находящихся в учреждении.

Расчетно-нормативное годовое потребление воды, л:

$$Q_{\text{в.г}}^{\text{н}} = Q_{\text{сут}1} n_i, \quad (7.33)$$

где $Q_{\text{сут}1}$ — потребление воды за сутки людьми в учреждении, л/сут; n_i — количество рабочих дней учреждения в году.

При наличии других потребителей воды:

$$Q_{\text{г}} = Q_{\text{в.г}}^{\text{н}} + \sum_1^k Q_{\text{сут}i} n_i, \quad (7.34)$$

где $Q_{\text{сут}i}$ — расчетно-нормативное потребление холодной воды за сутки i -ми потребителями учреждения; k — количество объектов, потребляющих воду внутри учреждения; n_i — количество рабочих дней столовой и других объектов в году.

Системы электроснабжения

Годовые фактические расходы активной (кВт · ч) и реактивной (квар · ч) энергии:

$$W_{\text{г.ф}} = W_{\text{сут.ф}} n_{\text{г}}; \quad (7.35)$$

$$W_{\text{г.ф}}^{\text{р}} = W_{\text{сут.ф}}^{\text{р}} n_{\text{г}}, \quad (7.36)$$

где $n_{\text{г}}$ — число суток работы организации в году.

Суточный фактический коэффициент реактивной мощности:

$$\text{tg } \varphi_{\text{сут.ф}} = \frac{W_{\text{сут.ф}}^{\text{р}}}{W_{\text{сут.ф}}}. \quad (7.37)$$

Годовые фактические потери активной энергии для электрических сетей, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{г.э.с.ф}} = 0,003 I_{\text{э.с.ф}}^2 R_{\text{э.с.о}} L_{\text{э.с}} T_{\text{г}}, \quad (7.38)$$

где $I_{\text{э.с.ф}}$ — фактический средний ток, протекающий по данной электрической сети, А; $R_{\text{э.с.о}}$ — активное сопротивление единицы длины фазы электрической сети, Ом/м; $L_{\text{э.с}}$ — длина электрической сети, км;

$T_{\text{г}}$ — число часов работы электрической сети в году.

Фактические годовые потери активной $\Delta W_{\text{тр}}$ (кВт · ч) и реактивной $\Delta W_{\text{тр}}^{\text{р}}$ (квар · ч) энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х}} T_{\text{в}} + k_{\text{з.тр}}^2 \Delta P_{\text{к}} T_{\text{раб}}; \quad (7.39)$$

$$\Delta W_{\text{тр}}^{\text{р}} = \left(\frac{I_{\text{х}} T_{\text{в}}}{100} + \frac{k_{\text{з.тр}}^2 U_{\text{к}}}{100} T_{\text{раб}} \right) S_{\text{тр.ном}}. \quad (7.40)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$, $\Delta P_{\text{к}}$ — потери холостого хода и короткого замыкания трансформаторов, кВт; $I_{\text{х}}$ — ток холостого хода, %; $k_{\text{з.тр}}$ — коэффициент загрузки трансформаторов; $T_{\text{в}}$ — годовое время включения трансформаторов, ч; $U_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания трансформаторов, %; $S_{\text{тр.ном}}$ — номинальная мощность трансформаторов, кВт · А.

Коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{\text{з.тр}} = \frac{S_{\text{тр.ф}}}{S_{\text{тр.ном}}}, \quad (7.41)$$

где $S_{\text{тр.ф}}$ — фактическая замеренная нагрузка трансформаторов, кВт · А.

Годовой расчетно-нормативный расход электроэнергии бюджетных организаций, кВт · ч:

$$W_{\Sigma \text{г}}^{\text{н}} = W_{\text{с.г}}^{\text{н}} + W_{\text{в.г}}^{\text{н}} + W_{\text{осв.г}}^{\text{н}} + \sum \Delta W_{\text{г}}^{\text{н}}, \quad (7.42)$$

где $W_{\text{с.г}}^{\text{н}}$ — годовой расход электроэнергии

силовой нагрузкой; $W_{\text{в.г}}^{\text{н}}$ — годовой расход электроэнергии системой вентиляции и кондиционирования; $W_{\text{осв.г}}^{\text{н}}$ — годовой расход электроэнергии системой освещения; $\sum \Delta W_{\text{г}}^{\text{н}}$ — годовые потери электрической энергии.

Годовой расход электроэнергии для силовой нагрузки, кВт · ч:

$$W_{\text{с.г}}^{\text{н}} = \sum_1^k P_{\text{уст}} \Sigma_i k_{\text{с}i} T_{\text{г}i}, \quad (7.43)$$

где $T_{\Gamma i}$ — годовое число часов включения электроприемников i -й группы; $P_{уст \Sigma i}$ — установленная мощность электроприемников i -й группы, кВт; $k_{с i}$ — коэффициент спроса электроприемников i -й группы.

Годовой расход электроэнергии на системы вентиляции и кондиционирования, кВт · ч:

$$W_{в.г}^H = k_c \sum_{i=1}^n P_{ном i} T_{\Gamma i}, \quad (7.44)$$

где $P_{ном i}$ — номинальная мощность i -й вентиляционной установки, кВт; k_c — коэффициент спроса (для вентиляционных установок $k_c = 0,7$); $T_{\Gamma i}$ — годовое число часов работы i -й вентиляционной установки в году; n — число вентиляционных установок в здании или организации.

При отсутствии данных для определения $W_{с.г}^H$, $W_{в.г}^H$, $W_{осв.г}^H$ допускается определять $W_{\Sigma \Gamma}^H$ по выражениям:

$$W_{\Sigma \Gamma}^H = w_{уд.н} A T_{\Gamma}, \quad (7.45)$$

где $w_{уд.н}$ — удельная плотность нагрузки, кВт/м²; A — полезная площадь здания или организации, м²; T_{Γ} — среднее число часов включения электроприемников в году:

$$W_{\Sigma \Gamma}^H = w_{уд.м} N_{м} T_{\Gamma}, \quad (7.46)$$

$w_{уд.м}$ — удельная плотность нагрузки на 1 место, кВт/место; $N_{м}$ — число мест.

Дополнительная мощность компенсирующих устройств, которые необходимо установить в обследуемой организации, квар:

$$Q_{к.у} = P_{\phi} (\operatorname{tg} \varphi_{\text{сут.ф}} - \operatorname{tg} \varphi_3), \quad (7.47)$$

где P_{ϕ} — фактическая максимальная нагрузка в период максимума нагрузки энергоснабжающей организации, кВт; $\operatorname{tg} \varphi_3$ — экономическое значение коэффициента реактивной мощности; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{сут.ф}}$ — фактическое суточное значение коэффициента реактивной мощности.

Системы освещения

Фактическое годовое потребление активной энергии осветительными установками, кВт · ч:

$$W_{осв.г.ф} = \left(\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^n P_{св i} K_{пр.а} T_{\Gamma i} \right), \quad (7.48)$$

где k — число зданий организации; N — число помещений в здании; n — число работающих светильников в i -м помещении; $P_{св i}$ — установленная мощность ламп в светильниках, кВт; $K_{пр.а}$ — коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре; $T_{\Gamma i}$ — годовое число часов работы осветительных установок в i -м помещении, ч; K_c — коэффициент спроса (для бюджетных организаций $K_c = 0,8$).

Фактическое годовое потребление активной энергии сравнивается с нормативным годовым потреблением, кВт · ч:

$$W_{осв.г}^H = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^N W_{ij}, \quad (7.49)$$

где W_{ij} — энергия, потребляемая j -й группой типовых помещений, кВт · ч:

$$W_i = \sum_{i=1}^n P_i T_{\Gamma i}; \quad (7.50)$$

n — количество типовых помещений в группе; P_i — мощность осветительной установки i -го помещения, кВт:

$$P_i = P_{уд i} A_i \frac{E_{н i}}{100}; \quad (7.51)$$

$P_{уд i}$ — удельная установленная мощность светильников i -го помещения, кВт/м²/100 лк; A_i — площадь i -го помещения, м²; $E_{н i}$ — нормированная освещенность i -го помещения группы, лк.

7.9. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Целями данного этапа являются:

определить, какие из идей возможно претворить в реальные проекты;

сравнить альтернативные идеи и выбрать лучшие;

разработать единый список проектов.

Энергосберегающие рекомендации (мероприятия) разрабатываются путем применения типовых методов энергосбережения к выявленным на этапе анализа объектам с наиболее расточительным или неэффективным использованием энергоресурсов. Конкретные методы энергосбережения, которые могут рассматриваться на различных предприятиях, перечислены в приложении.

При разработке рекомендаций необходимо:

определить техническую суть предлагаемого усовершенствования и принцип получения экономии;

рассчитать потенциальную годовую экономию в физическом и денежном выражении;

определить состав оборудования, необходимого для реализации рекомендаций, его примерную стоимость, основываясь на мировой цене аналогов, стоимость доставки, установки и ввода в эксплуатацию;

рассмотреть все возможности снижения затрат, например изготовление или монтаж оборудования силами самого предприятия;

определить возможные побочные эффекты от внедрения рекомендаций, влияющие на реальную экономическую эффективность;

оценить общий экономический эффект предлагаемой рекомендации с учетом всех вышеперечисленных пунктов.

Для взаимозависимых рекомендаций рассчитываются, как минимум, два показателя экономической эффективности:

эффект при выполнении только данной рекомендации;

эффект при условии выполнения всех предлагаемых рекомендаций.

Для оценки экономического эффекта достаточно использовать простой срок окупаемости. По требованию заказчика (обследуемого предприятия) и при наличии плана финансирования энергосберегающего про-

екта допускается применение более сложных методов оценки экономической эффективности проектов.

После оценки экономической эффективности все рекомендации классифицируются по трем категориям:

беззатратные и низкозатратные — осуществляемые в порядке текущей деятельности предприятия;

среднезатратные — осуществляемые, как правило, за счет собственных средств предприятия;

высокозатратные — требующие дополнительных инвестиций, осуществляемые, как правило, с привлечением заемных средств. В заключение все энергосберегающие рекомендации сводятся в одну таблицу, в которой они располагаются по трем категориям, перечисленным выше.

В каждой из категорий рекомендации располагаются в порядке понижения их экономической эффективности. Такой порядок рекомендаций соответствует наиболее оптимальной очередности их выполнения.

7.10. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Заключением по проведению энергетического обследования предприятия является документ, подготовленный экспертной комиссией (энергоаудиторами), содержащий обоснованные выводы об энергосберегающей деятельности обследуемых предприятий, одобренные квалифицированным большинством личного состава указанной комиссии, и соответствующий заданию на проведение энергетического обследования.

К заключению, подготовленному экспертной комиссией по энергетическому обследованию, прилагаются особые обоснованные мнения ее экспертов, не согласных с принятым этой экспертной комиссией заключением.

Заключение, подготовленное экспертной комиссией, подписывается руководите-

лем этой экспертной комиссии и всеми ее членами и не может быть изменено без их согласия.

Заключение должно состоять из трех частей — вводной, аналитической и итоговой.

В вводной части называются:

наименование предприятия, подвергнутого энергетическому обследованию, и период его деятельности, за который проводится обследование;

основные сведения об энергопотреблении и выполнении плановых энергобалансов;

1) суммарный расход условного топлива, тепловой и электрической энергии на производство основных видов продукции и в целом по предприятию;

2) виды энергоносителей, использованных на предприятии, их количество и распределение по укрупненным группам технологических процессов;

3) количество выпущенной продукции с выделением наиболее энергоемких ее видов;

4) плановые и фактические удельные расходы топлива, тепловой и электрической энергии на производство основных видов продукции;

5) энергетический баланс промышленного предприятия по указанным группам потребления и состав энергетического оборудования.

В аналитической части указываются:

оценка фактического уровня энергоиспользования и определения возможности его повышения;

определение размеров и установление основных причин потерь энергии во всех элементах энергетического хозяйства;

производственные резервы экономии топлива и энергии;

определение выхода и использования вторичных энергетических ресурсов;

оценка эффективности использования различных видов энергоносителей в отдельных установках и процессах;

влияние внедрения новой техники и технологии на показатели энергоиспользования на предприятии;

текущие и перспективные планы повышения экономичности энергохозяйства предприятия на 5—10-летний период;

возможность интенсификации энергетических режимов работы оборудования;

совершенствование нормирования и планирования энергопотребления.

Текущие резервы определяются сравнением фактического энергобаланса объекта с его балансом, составленным на базе технически обоснованных нормативов.

При технически объективном нормированном балансе необходимо учитывать только такие мероприятия, которые не требуют специального проектирования или длительного приобретения оборудования.

Значение перспективных резервов определяется путем сравнения двух нормализованных энергобалансов — технически объективного и экономически обоснованного (перспективного).

В итоговой части заключения содержится:

краткая оценка эффективности использования энергетических ресурсов;

рекомендации по снижению затрат на топливо и энергообеспечение.

Заключение утверждается руководителем и заверяется печатью организации, проводившей энергетическое обследование.

По результатам обследований, осуществляемых специализированными организациями, должны быть разработаны:

топливно-энергетический баланс (энергетический паспорт), оптимальный режим потребления энергоресурсов;

согласованный с собственником обследуемой организации перечень регламентированных по величине затрат, сроку окупаемости и длительности реализации энергосберегающих проектов и мероприятий. Указанные документы прилагаются к заключению экспертной комиссии.

7.11. ЭКСПЕРТИЗА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

Цель проведения экспертизы энергосберегающих проектов:

- убедиться, что проекты реализуемы;
- убедиться в целесообразности их проведения;
- изучить взаимовлияние проектов между собой;
- определить стоимость проектов;
- рассчитать выгоды от проектов;
- сравнить альтернативные проекты и расставить приоритеты;
- сделать выводы.

Основная задача технической экспертизы проектов — убедиться, что проект технически осуществим и приемлем.

Необходимо предусмотреть и оценить технические риски при осуществлении предлагаемого проекта.

Кроме технических рисков и побочных эффектов следует учесть соответствие проектов экологическим законам и нормативам, является ли предполагаемое решение наиболее выгодным не только на краткосрочный, но и на долгосрочный период, не является ли предполагаемое решение неприемлемым для предприятия по другим причинам.

Планировать установку и проводить поиск поставщиков оборудования необходимо с ориентацией на имеющийся бюджет.

Оценку стоимости работ удобно начинать с составления двух списков:

1) списка составляющих стоимости, который включает в себя капитальные затраты на закупку оборудования; стоимость монтажа и наладки оборудования; затраты на обслуживание оборудования; возможные другие затраты;

2) списка всех возможных выгод от проекта, таких как: снижение энергопотребления; увеличение производительности; улучшение качества продукции; снижение выбросов в окружающую среду; снижение эксплуатационных расходов; улучшение условий труда; уменьшение численности персонала; другие возможные выгоды.

Для определения стоимости проекта необходимы конкретные значения стоимости предлагаемого оборудования и работ.

Наиболее простым способом экономической оценки инвестиционного проекта, а также сравнения двух альтернативных проектов является метод окупаемости инвестиций. Метод окупаемости заключается в оценке дополнительной прибыли за год, которая получается в результате реализации проекта. Период окупаемости является периодом времени, в течение которого происходит накопление дополнительной прибыли, равной сумме первичных инвестиций.

Помимо факторов, влияющих на экономическую эффективность проекта, при его представлении должны быть указаны и факты, дающие другие, не финансовые, выгоды, а также риски, связанные с изменением цен на энергоресурсы, надежность и т.п.

7.12. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

Энергетическое обследование в части инструментального обследования должно проводиться с помощью стационарных и портативных приборов и оборудования.

К стационарным приборам и оборудованию, используемому для энергетического обследования, относятся приборы коммерческого учета энергоресурсов, контрольно-измерительная и авторегулирующая аппаратура, приборы климатического наблюдения и другое оборудование, установленное на обследуемом объекте. Все измерительные приборы должны быть соответствующим образом проверены.

Портативные приборы могут быть собственностью энергоаудитора, обследуемого предприятия или взяты во временное пользование. Минимальный и рекомендуемый состав портативных приборов указан в настоящем разделе.

Требования к портативным приборам для энергетического обследования. Приборы, с помощью которых проводится энергетическое обследование, должны иметь свидетельство о внесении прибора в реестр

средств измерений РФ и пройти поверку в установленном порядке.

Помимо вывода показаний на дисплей или шкалу приборы должны иметь стандартный аналоговый или цифровой выход для подключения к регистрирующим устройствам, компьютерам и другим внешним устройствам. Портативные приборы должны иметь автономное питание. Все приборы должны быть компактными и иметь небольшую массу, позволяющую проводить обслуживание на объекте одним человеком.

Минимальный состав приборов для энергетического обследования. Для проведения энергетического обследования в состав портативной измерительной лаборатории должны входить, как минимум, следующие приборы:

ультразвуковой расходомер жидкости (накладной), позволяющий проводить измерения скорости, расхода и количества жидкости, протекающей в трубопроводе без нарушения его целостности и снятия давления;

электрохимический газоанализатор, определяющий содержание кислорода, оксида углерода, температуру продуктов сгорания;

электроанализатор, измеряющий и регистрирующий токи и напряжения в трех фазах, активную и реактивную мощность, потребленную активную и реактивную электроэнергию;

бесконтактный (инфракрасный) термометр с диапазоном измерения от 0 до 60 °С;

набор термометров с различными датчиками: воздушными, жидкостными (погружными), поверхностными (накладными, контактными и др.);

люксметр;

анемометр;

гигрометр.

Рекомендуемый состав приборов для энергетического обследования. Минималь-

ный состав портативной измерительной лаборатории рекомендуется расширить дополнительными приборами. В первую очередь в перечисленный в предыдущем пункте набор следует внести следующие дополнения:

ультразвуковых расходомеров должно быть не менее двух для сведения баланса в гидравлических сетях. По крайней мере, один из них должен быть оснащен высокотемпературными датчиками, работающими при температуре теплоносителя до 200 °С;

электрохимические анализаторы должны быть оснащены датчиками для определения концентрации оксидов азота и серы в дымовых газах, а также пылемерами.

В состав лаборатории следует включить дополнительно:

анализатор качества электроэнергии (гармонических искажений);

тестер электроизоляции;

тестер заземления;

микроомметр для проверки контактных сопротивлений;

корреляционный определитель мест повреждения трубопроводов;

различные течеискатели и детекторы газов;

тепловизор;

высокотемпературный инфракрасный термометр (пирометр);

толщиномер для определения толщины стенок трубопроводов и резервуаров;

расходомер для стоков;

манометры и дифференциальные манометры на различные пределы измерений;

определитель качества воды (содержание, pH, растворенный кислород);

тахометр;

динамометры для измерения усилий и крутящего момента;

портативный компьютер.

Приложение 1 к разделу 7

ТИПОВЫЕ ОБЪЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

1. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ И ТРАНСФОРМАТОРЫ

В системы электроснабжения входят трансформаторные и распределительные подстанции и пункты, электрические сети напряжением до 1 кВ и выше.

Перед энергоаудитором ставятся следующие задачи:

составление баланса электропотребления по всем подразделениям и по видам нагрузки;

проведение анализа электропотребления и предложение энергосберегающих мероприятий.

В процессе обследования энергоаудитор должен составить схему электроснабжения предприятия (если на предприятии такой нет). Схема составляется от точки раздела с энергосистемой до электроприемников. На схеме электроснабжения намечаются точки, в которых нужно проводить инструментальное исследование.

Для составления баланса электроэнергии и получения общей картины электропотребления проводятся обследования каждой из подстанций и наиболее крупных потребителей с использованием анализатора электропотребления и измерительных микропроцессорных клещей.

Необходимо помнить, что при составлении баланса всегда нужно сопоставлять величины, полученные суммированием по отдельным подстанциям и потребителям с общим электропотреблением, снятым со счетчиков на вводах (как правило, коммер-

ческих). Это подтвердит корректность полученных данных и позволит убедиться, что вся основная нагрузка была учтена.

Для анализа режима работы понижающих трансформаторов записываются показания счетчиков активной и реактивной энергии через каждый час в течение суток и показатели качества напряжения (отклонения, колебания, несимметрия и несинусоидальность) в течение суток.

При обследовании сетей до 1 кВ и выше определяются их параметры (тип, сечение, длина, способ прокладки) и записываются графики тока в период максимума нагрузки в течение часа.

Измеряются суточные и недельные графики напряжений, токов, активной и реактивной мощности по отдельным трансформаторам и отходящим линиям, температуры контактов и проводников.

По полученным данным анализируются пиковая мощность, коэффициент загрузки трансформаторов и кабелей, несимметрия фаз, cosφ, нестабильность напряжения, гармонические искажения.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

выравнивание графика нагрузки, более полную загрузку трансформаторов, установку фильтров, стабилизаторов и компенсаторов реактивной мощности, установку диспетчерских систем, симметрирование фаз;

перевод внешних и внутренних сетей на повышенное напряжение и реконструкцию сетей;

включение под нагрузку резервных линий электропередачи.

2. ЭЛЕКТРОПРИВОД

Силовые процессы на предприятиях в основном осуществляются электроприводами. Для данных электроприемников необходимо определить их паспортные данные (тип, номинальное напряжение и номинальную мощность, КПД, коэффициент мощности, режим работы).

Определение фактических показателей режимов работы (коэффициентов загрузки, коэффициента включения и коэффициента мощности) осуществляется посредством измерений.

Измеряются суточные и недельные графики напряжений, токов, активной и реактивной мощности, коэффициенты частоты вращения, крутящий момент. Измерения можно проводить путем записи графиков тока или показаний счетчиков активной и реактивной энергии в режиме максимальной нагрузки. Интервал записи — 1 ч. Необходимо также определить время холостого хода в течение суток. Анализируются пиковая мощность, $\cos\phi$, соответствие нагрузки и мощности двигателя, время холостого хода.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

установку электродвигателей соответствующей мощности, электродвигателей повышенной экономичности;

применение контроллеров мягкого пуска, частотно-регулируемого привода, таймеров холостого хода, статических компенсаторов реактивной мощности и фильтров.

3. КОТЛЫ

При обследовании котельных установок необходимо определить:

потери теплоты в котельной;
значение вырабатываемого количества теплоты;

потери теплоты в распределительных сетях;

количество теплоты на технологию;

количество теплоты на отопление;

количество теплоты на горячее водоснабжение (ГВС).

Важным моментом обследования котлов являются:

составление технологической схемы котельной и определение точки проведения замеров;

проведение анализа составляющих потерь теплоты:

потерь их с дымовыми газами;

потерь через стенки котлов;

потерь с продувкой;

теплоты на водоподготовку;

потерь в распределительных сетях.

Потери теплоты с дымовыми газами определяются с помощью переносного анализатора дымовых газов, который сразу даст потери в процентах к количеству сжигаемого топлива.

Потери теплоты через стенки рассчитываются как сумма конвективных и излучательных потерь. Температура стенок и сводов измеряется цифровым электронным термометром.

Потери теплоты продувкой определяются измерением количества воды, выбрасываемой при продувке с учетом теплоты в паре вторичного вскипания и периодичности продувки.

Расход теплоты на водоподготовку определяется по потоку питательной воды (с помощью счетчика), по температуре с учетом потерь теплоты в деаэраторе.

Потери теплоты в распределительной сети внутри котельной определяются по длине и диаметрам паропроводов с учетом состояния теплоизоляции.

Уточненное количество пара, вырабатываемого в котельной, определяется как разность между количеством сжигаемого газа и суммой всех потерь котельной.

Потери теплоты в распределительных сетях определяются расчетным путем по длине, диаметру трубопровода, температуре теплоносителя, теплопроводности и толщине используемого теплоизоляционного материала. Физические параметры трубопроводов определяются по чертежам, если они имеются, или измерениями. Визуальным осмотром определяется состояние теплоизоляции (разрушение, проникнове-

ние влаги) и вводятся поправочные коэффициенты при расчете тепловых потерь.

Потребление теплоты в системе ГВС определяется с помощью двух ультразвуковых расходомеров жидкости, устанавливаемых на прямой и обратной линиях системы непосредственно у бойлеров подогрева, и трех датчиков температуры для измерения температуры подаваемой холодной воды, прямой и обратной воды в системе ГВС. Датчики температуры и расходомеры подключаются к многоканальному накопителю данных, и показания регистрируются в течение установленного срока. По этим данным определяется количество потребляемой теплоты в системе ГВС.

Количество теплоты, потребляемой технологическими установками и в системе отопления, определяется разностью количества теплоты, вырабатываемой котельной, и количеством теплоты, идущей на продажу, теряемой в сетях и потребляемой в системе ГВС. Чтобы разделить эти две величины, можно воспользоваться сезонным изменением в энергопотреблении.

В процессе обследования необходимо исследовать системы автоматического управления горением и режимами работы котельной и составить общий тепловой баланс.

Определение фактических параметров работы котлов производится путем измерения: режимных параметров, состава дымовых газов в различных точках, давления в топке и тракте котла, температуры воды в различных точках, температуры воздуха, параметров пара, качества питательной и продувочной воды, температуры наружных поверхностей по всему тракту, характеристик электропривода насосов, вентиляторов и дымососов.

По результатам измерений анализируются: избыток воздуха в топке; фактический КПД; состояние изоляции котлов и теплопроводов; потери теплоты излучением; потери с дымовыми газами и продувочной водой; общий тепловой баланс; присосы по тракту; уровень атмосферных выбросов.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять: настройку режимов котла, применение автоматических регуляторов, теплоизоляцию наружных поверхностей, уплотнение клапанов и тракта, забор воздуха из помещений котельной, внедрение непрерывной автоматической продувки, утилизацию теплоты дымовых газов и продувочной воды. модернизацию электропривода насосов, вентиляторов и дымососов; для котельной — оптимизацию графика работы котлов.

4. ПЕЧИ

Обследование печей сопровождается определением фактических параметров их работы:

для газовых печей измеряются режимные параметры, состав дымовых газов в различных точках, давление в топке и тракте печи;

для электрических (резистивных) печей измеряется график активной нагрузки, для индуктивных и дуговых печей дополнительно измеряются реактивная нагрузка и параметры качества электроэнергии.

Также измеряются масса, теплоемкость, скорость или частота загрузки, температуры наружных поверхностей по всему тракту, расход и температуры охлаждающей воды на входе и выходе, технологические параметры электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов.

Анализируются: избыток воздуха, КПД, состояние изоляции и потери излучением, потери с дымовыми газами, общий тепловой баланс, присосы по тракту, уровень атмосферных выбросов.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

настройку топочных режимов;
установку автоматических регуляторов;
теплоизоляцию наружных поверхностей;
уплотнение заслонок и тракта;
забор воздуха из помещений цеха;
утилизацию тепла дымовых газов;
установку регенераторов и регенеративных горелок.

Дуговые сталеплавильные печи

В качестве энергосберегающих мероприятий применяются:

предварительный подогрев шихты за счет утилизируемой теплоты;

для электропечей — установка фильтров и компенсаторов реактивной мощности;

повышение массы садки и совершенствование подготовки шихты.

Удельные расходы электроэнергии зависят от массы садки, поэтому целесообразно перегружать печи по емкости, увеличивая против номинальной массу завалки. Возможная перегрузка печи по емкости зависит от мощности печного трансформатора, размеров ванны печи, стойкости футеровки. В зависимости от этих факторов для каждой печи должно быть выбрано оптимальное значение нагрузки.

Шихта до ее загрузки в печь должна быть подготовлена таким образом, чтобы в процессе плавки исключалась необходимость дополнительных «подвалок».

Предварительный подогрев шихты значительно снижает удельные расходы электроэнергии, улучшает условия работы печного трансформатора за счет значительного уменьшения выбросов тока.

Целесообразно предварительный нагрев шихты осуществлять за счет теплоты газов, отходящих от различных термических установок в случае наличия их в цехе.

Снижение электрических потерь осуществляется за счет:

обеспечения оптимальных плотностей тока в элементах вторичного токопровода;

уменьшения сопротивления электрических контактов;

уменьшения сопротивления электродной печи;

изменения схемы короткой сети.

Снижение тепловых потерь осуществляется за счет:

увеличения стойкости футеровки;

улучшения качества футеровки печи;

окраски наружных поверхностей кожуха печи алюминиевой краской;

изготовления конической футеровки с соответствующим изменением формы кожуха печи;

снижения потерь теплоты с охлаждающей водой;

уменьшения потерь теплоты с отходящими газами;

уменьшения потерь теплоты на излучение через окна и отверстия печи;

оптимизации графика работы, сокращения времени и нагрузки при простое;

оптимизации электрических и технологических режимов работы печи.

Электропечи сопротивления

Пути снижения удельных расходов электроэнергии на термообработку в печах сопротивления могут служить:

снижение тепловых потерь и улучшение теплоизоляции печей (улучшение герметичности печей);

повышение производительности печей (увеличение мощности печи; рациональная загрузка печи);

уменьшение потерь на аккумуляцию теплоты и реализацию предварительного нагрева изделий (применение легких и эффективных огнеупорных и теплоизоляционных материалов для печей периодического действия);

организация непрерывного режима работы печей; сокращение массы тары (применение предварительного нагрева изделий);

рационализация электрических и технологических режимов работы печей (автоматизация управления режимом печей; сокращение длительности технологического процесса; применение индукционного нагрева);

сокращение расхода охлаждающей воды;

установка регулятора;

модернизация электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов.

5. БОЙЛЕРЫ, ТЕПЛООБМЕННИКИ

При обследовании бойлеров (теплообменников) анализируются следующие параметры:

- входная и выходная температура теплоносителей;
- расходы и перепады давления;
- наружная температура поверхности;
- состояние изоляции;
- КПД;
- потери теплоты.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

- промывку теплообменника;
- изоляция трубопроводов и наружных поверхностей;
- установку пластинчатых теплообменников.

6. ПАРОВЫЕ СИСТЕМЫ

Производится измерение температуры и давления пара. Проверяются наличие и состояние конденсатоотводчиков, состояние изоляции, утечки, наличие воздуха и неконденсируемых газов, пролетный пар, возврат конденсата.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

- теплоизоляцию и устранение утечек;
- установку конденсатоотводчиков, исключение острого пара, сбор и возврат конденсата, утилизацию тепла конденсата, замену пара на воду.

Для повышения эффективности системы распределения пара необходимо:

- децентрализовать тепловые завесы;
- децентрализовать горячее водоснабжение;
- изолировать трубопровод;
- перекрыть подачу пара на отопление в летнее время;
- устранить утечки;
- снизить давление пара;
- обеспечить возврат конденсата под давлением.

7. СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ

При обследовании системы воздухо-снабжения аудитор должен составить схему распределения сжатого воздуха с указанием размеров линий и давления, список потребителей сжатого воздуха, временные графики работы и определить объемы потребления, места утечек сжатого воздуха и их объем.

В процентах объем утечки равен отношению мощности компрессора, необходимой для поддержания давления в системе при неработающем предприятии, к средней мощности компрессора в период обычной работы.

Затем необходимо провести исследование режимов работы компрессоров, при этом следует помнить, что потребляемая ими мощность зависит от начального давления во всасывающей линии, конечного выпускного давления и числа ступеней сжатия.

Измеряются и анализируются следующие параметры:

технические характеристики электропривода, загрузка компрессоров, системы регулирования давления, соответствие диаметров воздухопроводов расходу воздуха, наличие конденсата, утечки, давление у потребителя;

система охлаждения: расход и температура охлаждающей воды на входе и выходе, состояние градиен, объем подпитки, утечки.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять сокращение расхода электроэнергии, требуемой для обеспечения предприятий сжатым воздухом, которое возможно проводить по следующим направлениям:

- улучшение работы компрессоров в результате регулирования производительности при колебаниях расхода сжатого воздуха;
- автоматизация открытия всасывающих клапанов;
- отключение лишних компрессоров при снижении расходов сжатого воздуха;
- снижение номинального рабочего давления компрессорной установки;

внедрение в поршневых компрессорах прямооточных клапанов;

осуществление резонансного наддува поршневых воздушных компрессоров;

подогрев сжатого воздуха перед пневмоприемниками;

замена компрессоров старых конструкций на новые с более высоким КПД;

систематический контроль за утечками сжатого воздуха на отдельных участках, систематическое устранение неплотностей в сальниках, трубопроводах, соединительной и запорной арматуре;

отключение отдельных участков или всей сети сжатого воздуха в нерабочее время;

замена там, где это целесообразно, сжатого воздуха другими энергоносителями;

замена пневмоинструмента на электроинструмент;

устранение утечек, осушение воздуха, оптимизация системы распределения воздуха;

установка системы регулирования давления, секционирование компрессоров, межступенчатое охлаждение, ограничение расхода охлаждающей воды;

применение тепловых насосов;

модернизация электропривода;

применение экономичных компрессоров.

8. ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ

В процессе обследования систем вентиляции и кондиционирования определяют из проекта здания параметры всех элементов систем вентиляции и кондиционирования и их расчетные характеристики.

Основными характеристиками, которые должны определяться при обследовании систем вентиляции, являются: фактические коэффициенты загрузки и включения, время работы установок в течение суток, температура воздуха внутри помещения, средняя температура наружного воздуха, кратность воздухообмена.

Расчетную нагрузку вентиляционных установок берут из проекта предприятия или организации. При отсутствии таких данных ее можно найти аналитическими методами, с учетом требований СНиП, наружного и внутреннего объема здания, удельной вентиляционной характеристики и температуры воздуха внутри и вне здания.

Определяют фактические режимы работы и соответствие выбранной системы кондиционирования характеристикам помещения. Для этого производят соответствующие замеры: размеров помещений, температуры воздуха, относительной влажности воздуха, скорости воздуха, температуры подаваемого летом и зимой воздуха, температуры наружного воздуха, воздухообмена, инфильтрации воздуха.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

теплоизоляцию трубопроводов, теплообменников и арматуры, устранение утечек;

внедрение центральных и индивидуальных регуляторов, рекуперацию вентиляционного тепла;

исключение перегрева и переохлаждения; включение только тогда, когда в помещении находятся люди или когда идут технологические процессы; минимизацию объемов приточного и отработанного воздуха.

Сокращение расхода электроэнергии на вентиляционные установки обеспечивают следующие мероприятия:

замена старых вентиляторов новыми, более экономичными;

внедрение экономичных способов регулирования производительности вентиляторов;

блокировка вентиляторов тепловых завес с устройствами открывания и закрытия ворот;

отключение вентиляционных установок во время обеденных перерывов, пересмен и т.п.;

устранение эксплуатационных дефектов и отклонений от проекта;

внедрение автоматического управления вентиляционными установками.

9. ОСВЕЩЕНИЕ

При обследовании системы освещения необходимо проверить соответствие уровня освещенности категории помещения и рабочему месту, а также состояние окон и осветительных приборов.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется:

максимально использовать естественное и местное освещение в сочетании с автоматическим управлением, искусственным освещением;

заменять лампы накаливания на экономичные типы ламп;

внедрять системы регулирования освещения; детекторы присутствия, таймеры;

внедрять схематические решения — секционирование осветительных сетей.

Осуществление окраски помещений в светлые тона, регулярная чистка светильников и окон способствуют увеличению освещенности без использования дополнительных источников света.

10. ВОДОСНАБЖЕНИЕ. НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

При обследовании системы водоснабжения и насосных установок необходимо убедиться в отсутствии утечек и непроизводительных потерь, в соответствии качества воды технологическим требованиям, проверить характеристики электропривода насоса.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется:

устранять утечки, применять экономичную арматуру;

заменять воду на более дешевую (техническую, артезианскую, оборотную);

применять сухие градирни.

Снижение расхода электроэнергии на насосных установках достигается за счет следующих мероприятий:

повышения КПД насосов (замены устаревших малопроизводительных насосов насосами с высоким КПД);

повышения КПД насосов до паспортных значений;

улучшения загрузки насосов и совершенствования регулирования их работы (обеспечения максимальной подачи насоса; регулирования работы насоса напорной или приемной задвижкой; изменения числа работающих насосов; изменения частоты вращения электродвигателя);

уменьшения сопротивления трубопроводов (ликвидации резких поворотов, неисправностей задвижек, засоренностей всасывающих устройств);

сокращения расхода и потерь воды (ликвидации утечек и бесцельного расхода воды; внедрения оборотного водоснабжения; сокращения расхода воды за счет совершенствования систем охлаждения; соблюдения установленного графиком перепада температур между прямой и обратной сетевой водой);

модернизации электропривода насосов.

11. ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

При обследовании холодильных установок необходимо изучить параметры холодильных установок, режимы их работы и загрузку. При этом следует иметь в виду, что все холодильные установки должны работать только тогда, когда они загружены.

Во время обследования следует обратить внимание на характеристики электроприводов компрессоров, вентиляторов и насосов, системы регулирования температуры у потребителя, соблюдение параметров холодильного цикла (настройка дросселей), уровень жидкости в конденсаторе и испарителе.

Причинами низкой эффективности могут являться:

наличие воздуха в холодильном контуре; обмерзание холодных поверхностей;

состояние теплоизоляции трубопроводов и камер;

расход охлаждающей воды и температуры на входе и выходе;

состояние градилен и трубопроводов обратного цикла;

величина подпитки.

В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

устранение воздуха из хладагента и заполнение системы до нужного уровня, очистку холодных поверхностей;

установку систем регулирования температуры;

теплоизоляцию трубопроводов и камер;

установку пластиковых штор;

снижение расхода охлаждающей воды и величины подпитки;

модернизацию электропривода компрессоров;

отключение установок, если охлаждение не нужно;

использование выделяющейся теплоты;

правильный выбор числа одновременно работающих компрессоров.

12. ЗДАНИЯ

По результатам обследования составляется энергетический паспорт здания. Типовой энергетический паспорт здания должен включать:

данные о геометрии и ориентации здания, его этажности и объеме, площади наружных ограждающих конструкций и пола отапливаемых помещений;

климатические характеристики района, а также длительность отопительного периода и расчетную температуру внутреннего и наружного воздуха;

данные о системах обеспечения микроклимата помещений и способах их регулирования;

сведения о теплозащите здания и его энергетических характеристиках, включая

приведенные сопротивления теплопередачи отдельных ограждений и здания в целом, максимальный и удельный расходы энергии на отопление здания за отопительный период и приходящийся на одни градусо-сутки;

соответствие теплозащиты и энергетических параметров здания нормативным требованиям; данные о системе освещения здания;

данные о системе водоснабжения здания.

В процессе энергетического обследования измеряются: коэффициенты теплопередачи стен, перекрытий, оконных проемов. Замеряется: площадь окон, средняя кратность воздухообмена за отопительный период, фактическая температура наружного воздуха и помещений, расходы электрической и тепловой энергии, газа, горячей и холодной воды за сутки.

Проверяется качество изоляции ограждающих конструкций, остекление, уплотнение дверных и оконных проемов.

Комплексно исследуются системы отопления, вентиляции и кондиционирования, освещения и водоснабжения.

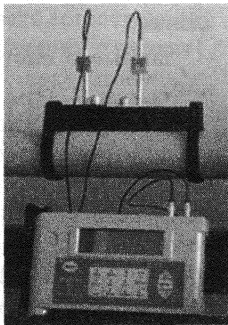


В качестве энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять:

дополнительную изоляцию стен и перекрытий, тройное и вакуумное остекление;

модернизацию систем отопления, вентиляции и кондиционирования, освещения и водоснабжения;

установку интегрированных систем управления оборудованием зданий.

ПРИБОРЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ЭНЕРГОАУДИТОРАМИ МЭИ (ТУ)

Тип прибора	Название, фирма-производитель (страна)	Описание
Ультразвуковой расходомер жидкости	Portaflow 300, Micronics Ltd (Великобритания) 	Ультразвуковой расходомер любой чистой жидкости
Электрохимический газоанализатор	KM900 (Великобритания) 	Измеряет: <ul style="list-style-type: none"> • содержание O_2, CO, NO в дымовых газах; • давление в газоходах; • температуру дымовых газов. Рассчитывает: <ul style="list-style-type: none"> • содержание NO_x, CO_2; • соотношения CO/CO_2; • коэффициент эффективности сжигания топлива (КПД); • тепловые потери; • коэффициент избытка воздуха (λ)
Электроанализатор	AR5, CIRCUTOR (Испания) 	Портативный прибор для регистрации параметров трехфазных и однофазных сетей 220/380 В или сетей высокого напряжения (при наличии измерительных трансформаторов)

Продолжение прил. 2 к разд. 7

Тип прибора	Название, фирма-производитель (страна)	Описание
Электроанализатор	<p>Неме Analyst 2060, Lem (Великобритания)</p> 	Сочетание в портативном электронном блоке токоизмерительных клещей (для измерения постоянного и переменного тока), измерителя напряжения, мощности и частоты, осциллографа, накопителя информации и анализатора гармоник
Термометры с различными датчиками, инфракрасные термометры	<p>ETI-2001 (Великобритания)</p> 	—
	<p>Пирометр Fluke 68 (США)</p> 	Инфракрасный термометр (пирометр)
	<p>Тепловизор TH9100 NEC (Япония)</p> 	Тепловизор с функцией измерения температуры

Тип прибора	Название, фирма-производитель (страна)	Описание
Люксметр	RS 180-7133 (Тайвань) 	Цифровой люксметр предназначен для измерения освещенности от источников света различного типа при проведении работ в процессе наладки, ремонта и лабораторных исследований
Гигрометр	Testo 645 (Германия) 	Промышленный термогигрометр автоматически измеряет и рассчитывает такие параметры, как: температуру, относительную влажность, абсолютную влажность, точку росы, степень влажности и энтальпию. Удобная обработка данных на компьютере
Термоанемометр	Testo 425 (Германия) 	Портативный профессиональный термоанемометр, предназначенный для высокоточных измерений скорости и температуры потока воздуха внутри помещений и при контроле или наладке систем вентиляции и кондиционирования
Мегаомметр	MD-5060 CIRCUTOR (Испания) 	Цифровой электронный мегаомметр, предназначенный для тестирования качества изоляции силовых кабелей, распределительных устройств, двигателей и генераторов с тестовым напряжением до 5000 В

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 7

7.1. **Энергетические** обследования — способ реального энергосбережения и получения дополнительной прибыли: Методическое пособие (нормативные документы, информационно-справочные материалы) / под ред. Т.Е. Троицкого-Маркова, О.Н. Будаина, В.И. Сучкова, В.Ю. Скобарева. М.: ООО «Издательство «Спорт и культура», 2002.

7.2. **Энергоаудит**: Сборник методических и научно-практических материалов / под ред. К.Г. Кожевникова, А.Г. Вакулко. М.: НП «Энергоресурсосбережение», 1999.

7.3. **Федеральный закон** № 28-ФЗ от 03.04.1996 г. « Об энергосбережении» с изменениями от 23.12.2006 г. № 290.

7.4. **ГОСТ Р 51387—99**. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения. М.: Изд-во стандартов, 2004.

7.5. **Приказ** Минпромэнерго России № 141 от 04.06.2007 г. «Об утверждении Рекомендаций по проведению энергетических обследований (энергоаудита)».

Раздел 8

НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

8.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Нормирование расходов электроэнергии на предприятиях используют для решения важных задач эксплуатации электрохозяйства, которые условно можно разбить на две группы:

1) прогнозирование режимов электропотребления предприятия в целом или отдельного цеха (участка, производства), составление электробалансов;

2) контроль эффективности использования электроэнергии в конкретном технологическом процессе, на единице оборудования и т.п.

Следует различать понятия удельных расходов электроэнергии на единицу продукции и норм расхода электроэнергии. Под *удельным расходом* w будем понимать фактически полученное значение затрат электроэнергии на единицу продукции или технологическую операцию, определяемое по формуле:

$$w = W/M, \quad (8.1)$$

где W — фактический расход электроэнергии на выпуск продукции в количестве M (количество может измеряться в различных единицах).

Норма расхода электроэнергии (норма электропотребления) — усредненная расчетная величина, обычно директивно устанавливаемая и используемая для прогноза или анализа электропотребления, а также для стимулирования энергосбережения.

Удельные расходы электроэнергии и нормы можно рассчитывать в натуральном (на 1 т, 1 м³, 1 м², на пару обуви и др.) и в стоимостном выражении (на рубль реализованной или валовой продукции). Нормы в стоимостном выражении часто используют

для многономенклатурных производств, где трудно разработать норму для каждого вида продукции. Однако расход электроэнергии обязательно пропорционален стоимости продукции. Кроме того, в условиях нестациональности денежной единицы такие величины будут постоянно изменяться. Поэтому предпочтительнее рассчитывать удельные расходы электроэнергии в натуральном выражении.

В зависимости от цели расчета нормы разделяют:

по периоду действия (годовые, квартальные, месячные и др.);

по степени агрегации (индивидуальные, групповые);

по составу расхода (технологические, общепроизводственные).

Следует четко различать, какой вид норм использовать в каждом конкретном случае, так как от этого зависят способ расчета, его результаты, пути использования полученных норм.

Индивидуальной называют норму расхода электроэнергии на производство единицы продукции (работ), устанавливаемую по типам или отдельным агрегатам (технологическим схемам) применительно к определенным технологическим условиям. Пример: норма расхода электроэнергии на отжиг поковок в толкательной печи на машиностроительном заводе при заданной температуре и времени отжига составляет 260 кВт · ч/т.

Групповой является норма, установленная по группе предприятий отрасли на производство единицы одноименной продукции (работы) в стандартных условиях производства. Такие нормы разрабатывали, в основном, в условиях планового хозяйства: предприятия должны были доби-

ваться достижения этих прогрессивных показателей; превышающие установленные показатели заводы считались отстающими, работающими неэффективно. К примеру, в справочнике приведены плановые нормы расхода электроэнергии на различные виды продукции (данные 1978 г.): средняя норма на производство химических волокон равна $5017,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$, при этом выделены нормы по отдельным видам: шелк вискозный — $9140,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$, шелк ацетатный — $6471,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$, шелк триацетатный — $7497,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$, шелк хлориновый — $2439,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$, штапель вискозный — $2429,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ и т.д. Можно отметить, что нормы по отдельным видам значительно отличаются от средней нормы.

Технологическая норма учитывает расход электрической энергии на основные и вспомогательные процессы производства данного вида продукции (работы), расход на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев, а также технически неизбежные потери электроэнергии при работе оборудования.

Общепроизводственные нормы — общецеховые и общезаводские нормы, в состав которых включают расходы электроэнергии не только на технологические процессы, но и на вспомогательные нужды производства (отопление, вентиляция, освещение, бытовки, столовые и др.), а также потери в электрических сетях (соответственно по цеху или по предприятию в целом). Естественно, общепроизводственные нормы выше технологических и различаются из-за особенностей предприятий.

Как правило, предприятия могут выпускать несколько видов основной продукции. В таких случаях общезаводские удельные расходы электроэнергии рассчитывают по каждому виду продукции отдельно. Например, на предприятиях черной металлургии выделяют удельные расходы на чугуны, мартеновскую и конвертерную сталь, электро-сталь, прокат и др. При этом на каждый вид продукции относят расходы электроэнергии в цехах и производствах, непосред-

ственно связанных с его выпуском, а также условно (по принятым технологическим схемам) часть расхода электроэнергии во вспомогательных подразделениях.

Для решения вопросов энергосбережения и прогнозирования электропотребления на предприятиях, выпускающих более одного вида продукции, можно также использовать понятие *электроемкости* основного вида продукции, когда весь годовой расход электроэнергии по предприятию $W_{\text{год}}$ относят к выпуску этого вида продукции $M_{\text{осн}}$:

$$\mathcal{E} = W_{\text{год}} / M_{\text{осн}}. \quad (8.2)$$

Принимается, что остальные виды продукции предприятия производят для дальнейшего получения этого основного вида продукции, поэтому расход электроэнергии на их производство входит как составляющая в электроемкость основной продукции (к примеру, для черной металлургии таким видом продукции принят прокат). Показатель электроемкости — наиболее укрупненный из всех нормативов расхода электроэнергии.

Следует отметить, что на любом предприятии при неизменных условиях производства удельные расходы любой степени агрегации меняются незначительно, т.е. обладают определенной устойчивостью в условиях конкретного производства. Это и позволяет использовать их при решении указанных выше задач эксплуатации электрохозяйства. Однако в разных задачах следует использовать нормы различной степени агрегации и периода действия. Для прогнозирования электропотребления предприятий или отдельных цехов следует применять укрупненные, общепроизводственные нормы соответствующего уровня или электроемкость основного вида продукции (для прогнозирования электропотребления многономенклатурных производств используют также понятие «виртуальной электроемкости», на котором здесь останавливаться не будем). Для решения же задач энергосбережения (см. § 8.3) следует использовать нормативы по отдельным производствам и агрегатам.

8.2. РАСЧЕТЫ НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При разработке норм электропотребления используют три основных подхода: опытный, расчетно-аналитический и статистический.

Опытный способ требует замеров расходов электроэнергии на каждую операцию в заданных режимах технологического процесса, предусмотренного регламентом. Суммированием полученных пооперационных расходов определяют расход электроэнергии на единицу продукции. Такой подход требует применения большого числа измерительных приборов и значительных затрат. Для получения достоверных результатов по каждой операции необходимо провести большое число измерений и статистическую обработку результатов, а также сопоставить получаемые данные с расходами по участку, цеху, производству. Поэтому данный способ применим, главным образом, для определения индивидуальных норм в условиях конкретного производства.

Расчетно-аналитический способ предполагает определение норм расхода электроэнергии расчетным путем — по паспортным данным технологического оборудования с учетом степени его загрузки, режимов работы и других факторов. Для общепроизводственных норм следует учесть также мощность и режимы работы всего вспомогательного оборудования (вентиляции, водопровода и канализации, электроосвещения, ремонтных нужд и т.д.). Режимы работы электроприемников учитывают с помощью различных коэффициентов (включения, загрузки и др.), эмпирический выбор и случайный характер которых приводят к значительным погрешностям. Поэлементный расчет множества составляющих энергозатрат делает метод чрезвычайно трудоемким.

Статистический способ нормирования основан на статистической обработке данных по общим и удельным расходам за ряд временных отрезков и выявлении факторов, влияющих на их изменение. Расчеты

ведутся по показаниям приборов учета электроэнергии и данным по выпуску продукции. Этот способ наименее трудоемок, надежен и получил широкое распространение в практике нормирования электропотребления. Рассмотрим практические приемы его применения.

Удельные расходы электроэнергии рассчитывают по выделенному объекту — производственному участку, цеху или отдельному энергоемкому агрегату, имеющему «собственный» счетчик на вводе. Организация учета электроэнергии является обязательным условием эффективного нормирования. Система технического учета электроэнергии часто не совпадает с административным делением предприятия, что обусловлено сложностью и разветвленностью систем электроснабжения. Поэтому при назначении административных единиц, осуществляющих нормирование, следует соотносить их с узлами учета.

Для контролируемого объекта выделяют основные виды продукции, объем выпуска которых можно подсчитать за смену, сутки или за один цикл работы оборудования. Соответственно показания счетчиков электроэнергии снимают посменно, посуточно или за каждый цикл работы. Для расчета характерных показателей нужен подготовительный этап сбора статистических данных — не менее 50 периодов. В табл. 8.1 показан примерный вид представления исходных данных. По окончании каждого временного интервала записывают общее электропотребление объекта (по счетчику) и выпуск продукции. В последнюю колонку вносят значения удельных расходов электроэнергии, полученные по формуле (8.1).

Фактические удельные расходы электроэнергии за разные периоды времени неодинаковы, что обусловлено различной нагрузкой выделенного объекта, режимами работы, составом сырья и другими факторами. Если все эти условия совпадают, то значения удельных расходов близки за разные периоды, их распределение должно быть нормальным (гауссовым). В этом случае можно получить среднее значение расхода элек-

Таблица 8.1. Технологические и электрические показатели агрегата

Номер периода	Общее электропотребление W , кВт · ч	Выпуск продукции M , т	Удельный расход электроэнергии w , кВт · ч/т
1	50 985	82,5	618
2	53 703	91,8	585
...
50	48 752	84,2	579

троэнергии за ряд периодов и использовать его как нормативное.

Следует отметить, что распределение экспериментальных данных является нормальным (гауссовым) только в случае одинаковых условий протекания технологического процесса и одинаковых параметров выпускаемой продукции. Достаточно часто данные не соответствуют нормальному распределению, что обусловлено двумя факторами. Во-первых, может иметь место изменение параметров выпускаемой продукции, сырья или режимов работы оборудования. Например, марка стали и профиль прокатанного металла оказывают большое влияние на расход электроэнергии (прокатка арматуры определяет удельный расход электроэнергии 180 кВт · ч, нержавеющей стали такого же диаметра — 540 кВт · ч). В этих случаях наблюдение должно быть организовано таким образом, чтобы получить требуемое количество измерений по однородной продукции. Во-вторых, нарушение нормального распределения объясняется техноценологическими свойствами, которые в данном случае проявляются отступлениями от технологии, браком, неппаданием в марку (например, объем плавки существенно меньше номинального). Именно эти случаи должен выявлять ответственный технолог и принимать меры. Отклонение распределения от нормального задает некоторую область, которая определяет возможные объемы энергосбережения организационными мерами.

Для получения обоснованных норм необходимо проверить соответствие статистического закона распределения удельных расходов электроэнергии нормаль-

ному (гауссову) распределению. Можно использовать проверку по критерию χ^2 . Если полученное значение критерия превышает теоретическое, гипотезу о соответствии статистического распределения нормальному следует отвергнуть. Это означает, что по полученным данным нельзя выработать единую норму расхода электроэнергии на единицу продукции; следует разделить их по характерным технологическим режимам, рассчитывая для каждого нормы электропотребления, или определить статистическую зависимость удельного расхода от влияющих факторов $w = f(x_1, x_2, x_3)$, где в качестве факторов x_1, x_2, x_3 могут выступать объемы выпуска продукции, температура, скорость обработки и др.

Если проверка подтверждает, что распределение удельных расходов близко к нормальному, на основе этих данных может быть определена норма расхода электроэнергии. Для мониторинга, о котором пойдет речь в § 8.3, наиболее удобно установить диапазон, в котором должен находиться удельный расход электроэнергии. Наиболее просто диапазон устанавливают по значениям среднего расхода и среднеквадратичного отклонения σ . Упрощенно нижняя граница диапазона может быть принята равной $w_{\min} = w_{\text{ср}} - 1,5\sigma$, а верхняя — $w_{\max} = w_{\text{ср}} + 1,5\sigma$. Как правило, за заданный диапазон выходят 10—20 % удельных расходов электроэнергии, получаемых в реальных условиях производства, что обусловлено ошибками работников, нарушениями режима, отклонением качества продукции и др. Технологический персонал должен обращать

внимание на такие случаи и принимать меры.

Подчеркнем, что нормы, полученные любым из указанных способов, отражают режимы электропотребления для выпуска продукции только на том предприятии, где они получены, и не могут быть распространены ни на отрасль в целом, ни на другое предприятие. Это обусловлено индивидуальными свойствами каждого предприятия как сложной системы техноценологического типа.

Например, опытным способом определяли технологическую норму для прокатного производства в зависимости от температуры металла, скорости прокатки, калибровки, трения в подшипниках, технологических потерь и др. Такой же подход применили при нормировании электропотребления металлорежущих станков, где для каждой обрабатываемой детали нашли полезную работу с учетом скорости резания и времени обработки. Однако эти результаты нельзя перенести на все металлорежущие станки даже в пределах одного завода, поскольку на практике видов обрабатываемых деталей и режимов обработки — множество.

Кроме того, как использовать эти нормы, полученные для каждой обрабатываемой детали? Поставить возле станка счетчик электроэнергии и сопоставлять расход по каждой детали с нормативом невозможно. Суммирование же нормативов с учетом количества и ассортимента выпущенных деталей даст большую погрешность из-за невозможности учета всех действующих факторов.

Также и расчетно-аналитическим методом невозможно перейти от данных по номинальной мощности отдельных электроприемников с учетом всех возможных технологических режимов, видов продукции, качества сырья к расходам электроэнергии для цеха или предприятия за месяц,

квартал, год. Нельзя получить прогнозное значение электропотребления предприятия суммированием различных удельных норм по всему ассортименту продукции. Для этого надо заранее запланировать не только общее количество продукции, которое будет выпущено в будущем месяце (квартале, годе), но и точно разделить его по маркам, особенностям режимов обработки и многочисленным другим факторам. Это было невозможно в условиях планового хозяйства и тем более невозможно сейчас.

Нельзя сопоставлять различные предприятия и по укрупненным, общезаводским нормам, даже при близких технологических циклах. Так, по данным информационного банка «Черметэлектро» в 1985 г. на предприятиях черной металлургии удельные расходы электроэнергии на 1 т проката принимали значения от 36,5 до 2222,0 кВт·ч/т при среднеотраслевом значении 115,5 кВт·ч/т; для конвертерной стали — от 13,7 до 54,0 кВт·ч/т при среднеотраслевом 32,3 кВт·ч/т (табл. 8.2). Столь существенный разброс объясняется различием технологических, организационных, социальных факторов для каждого производства, и ясно, что среднеотраслевая норма не может быть распространена на все предприятия. В то же время нельзя считать, что предприятие работает неэффективно, если оно превышает среднеотраслевые значения. Заметим, что представленные удельные расходы относятся к 1985 г., периоду стабильной работы предприятий с достаточно высокой загрузкой оборудования. Снижение производства, неполная и нестабильная загрузка оборудования приводят к увеличению удельных расходов, что еще более усилит разрыв в данных. Поэтому в современных условиях среднеотраслевые нормы расхода электроэнергии нельзя применять ни для прогнозирования электропотребления, ни для оценки энергосбережения.

8.2. Расчеты норм расхода электроэнергии

Таблица 8.2. Удельные расходы электроэнергии на основные виды продукции черной металлургии

Характерные показатели (по отрасли)	Удельные расходы электроэнергии в разные годы, кВт · ч/т			
	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.
<i>Агломерат</i>				
Среднее	33,5	35,8	37,7	39,1
Максимальное	92,7	203,1	76,7	77,0
Минимальное	14,8	14,5	18,2	16,3
<i>Чугун</i>				
Среднее	10,8	13,1	12,9	15,2
Максимальное	23,1	43,2	41,5	43,3
Минимальное	3,0	3,2	3,6	3,5
<i>Мартеновская сталь</i>				
Среднее	12,5	13,8	14,5	14,9
Максимальное	30,7	35,7	36,5	43,6
Минимальное	4,3	4,5	4,6	5,3
<i>Конвертерная сталь</i>				
Среднее	261,2	29,0	32,3	33,0
Максимальное	38,1	50,0	54,0	49,7
Минимальное	17,7	12,7	13,7	13,1
<i>Электросталь</i>				
Среднее	683,3	691,6	727,2	723,0
Максимальное	1394	1385	1341	1310
Минимальное	544,1	524,0	522,1	483,7
<i>Прокат</i>				
Среднее	197,5	112,4	115,5	126,0
Максимальное	1882	2969	2222	3033
Минимальное	38,4	37,3	36,5	40,4
<i>Кокс</i>				
Среднее	30,9	33,0	36,6	42,0
Максимальное	67,3	90,5	67,5	70,7
Минимальное	17,4	16,9	14,6	20,9
<i>Метизы</i>				
Среднее	295,2	320,9	340,9	259,2
Максимальное	1088	992	4036	2994
Минимальное	42,2	44,6	40,8	35,9

8.3. КОНТРОЛЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Для повышения эффективности использования электрической энергии необходимо постоянно контролировать соответствие показателей электропотребления предприятия некоторым целевым значениям и принимать меры в случае их превышения. В Западной Европе такой подход получил название целевого энергетического мониторинга. В некоторых странах государственные структуры пропагандируют и частично финансируют его внедрение. По результатам мониторинга на предприятиях различных отраслей промышленности полученная экономия составила от 5 до 15 % общего расхода электроэнергии. Рассмотрим основные аспекты такого подхода к энергосбережению.

Энергетический мониторинг можно применять на всех уровнях системы электроснабжения — начиная с отдельного электроприемника и заканчивая границей раздела предприятия и энергосистемы. Невозможно и не нужно охватывать системой мониторинга все электроприемники, так как экономия электроэнергии на оборудовании с малой мощностью не даст ощутимого результата в масштабах предприятия. Основное внимание следует сосредоточить на нескольких самых энергоемких объектах (в качестве объектов могут выступать цех, основные производственные участки, отдельные электроприемники). Предварительный энергетический аудит позволяет выявить такие объекты и рекомендовать места установки счетчиков. Как показывает практика, 10—20 % общего числа подразделений предприятия — наиболее энергоемкие, на их долю приходится до 80 % общего электропотребления предприятия.

Организация учета электроэнергии на каждом выделенном объекте является обязательным условием внедрения мониторинга. Большинство предприятий имеют системы технического учета электроэнергии по цехам или участкам, однако данные этого учета не применяют для постоянного

контроля эффективности. На начальных стадиях внедрения мониторинга достаточно использовать имеющиеся счетчики или переустановить их в рекомендованные точки. Таким образом, затраты на организацию системы учета будут незначительны.

Расход электроэнергии по каждому выделенному счетчику должен быть соотнесен с конкретным объектом, определенным документально (здание, цех, участок, отдельный агрегат). На каждом таком объекте должны быть люди, несущие административную ответственность за режим электропотребления — технологи или мастера, непосредственно влияющие на режимы работы оборудования. Именно они должны постоянно контролировать расход электроэнергии, сравнивать его с характерными показателями, выявлять причины перерасхода и принимать меры к его устранению. Их обязанностью станет выбор наиболее экономичных (с точки зрения электропотребления) режимов. Ошибочно думать, что эти функции должны выполнять сотрудники отдела главного энергетика — они не могут повлиять на технологический процесс; они должны лишь периодически контролировать правильность работы счетчиков и электрооборудования, управлять работой системы целевого энергетического мониторинга.

Для каждого выделенного объекта выбирают характерные показатели электропотребления и рассчитывают их целевые значения. В качестве показателей могут быть использованы общие или удельные расходы электроэнергии (полученные статистическими методами по предварительно собранному данным). Целевые показатели, полученные на основе экспериментальных данных, могут быть реально достигнуты, что стимулирует работу.

Система мониторинга предполагает, что ответственный персонал с заданной периодичностью определяет характерные показатели электропотребления по своим объектам и сравнивает их с установленными целевыми показателями, заданными, как правило, в виде интервала. При выходе

показателей за границы интервала мастер или технолог определяет причины происшедшего и предпринимает необходимые действия. Период измерений следует выбирать коротким (производственный цикл, смена, сутки), чтобы можно было выявить причины превышения потребления и быстро принять меры по их устранению.

Применение удельных расходов электроэнергии в качестве целевых показателей не всегда возможно — например, если возникают сложности с определением выпуска продукции в каждый расчетный период или же продукция разнообразна и не представляется возможным привести ее к однородным показателям. При нестабильности производства загрузка технологического оборудования сильно меняется. Расход электроэнергии в таких условиях не пропорционален выпуску продукции — как правило, при неполной загрузке оборудования удельные расходы электроэнергии возрастают, поскольку имеется некоторая постоянная составляющая электропотребления, расходуемая на поддержание технологического процесса (например, нагревается внутренняя поверхность электропечи независимо от количества загруженных деталей). Поэтому в ряде случаев удобнее применять не удельные, а общие расходы электроэнергии по выделенному объекту.

Подход к расчету целевых показателей общего электропотребления аналогичен расчету удельных расходов. Обязательным условием является проведение замеров расхода электроэнергии по объекту с заданной периодичностью (смена, сутки, цикл работы). При стабильной работе распределение расходов электроэнергии будет близко к нормальному (гауссову) и может быть установлен интервал целевых значений электропотребления по математическому ожиданию и дисперсии (аналогично удельным расходам).

Принципиально важно, что необходимо контролировать электропотребление, измеряемое счетчиком, в целом по выделенному объекту. Не следует определять отдельные статьи расхода (освещение, вентиляция,

внутрицеховой транспорт и др.), которые невозможно измерить или проконтролировать приборами учета. Поэтому и удельные, и общие расходы электроэнергии рассчитывают в целом по цеху, участку, агрегату с учетом потребления всех электроприемников. Фактически от одной цеховой трансформаторной подстанции с двумя трансформаторами по 1000 кВ·А питается обычно 100—300 электроприемников, оборудовать каждый из которых счетчиком не представляется возможным. Поэтому контролируют лишь наиболее энергоемкие агрегаты или группы оборудования, питающиеся по одной линии.

В ходе работы системы энергетического мониторинга все вновь получаемые данные пополняют базу данных предварительного этапа, и через 3—4 мес целевые показатели пересчитывают. Постоянный контроль позволяет снизить количество брака и отступлений от технологии. Устранение случаев работы с завышенным электропотреблением приводит к экономии электроэнергии на каждом выделенном объекте и к постепенному снижению расчетных целевых показателей.

Подчеркнем, что целевые показатели устанавливают по данным измерений, а не расчетом по паспортным данным электрооборудования. Рассчитать по параметрам отдельных электроприемников удельные (или общие) расходы электроэнергии конкретного отделения, участка, цеха невозможно, так как его работа обеспечивается множеством технологически связанных механизмов и устройств. Данная система (участок, отделение, цех, производство, завод) — с меняющимися во времени числом электроприемников и режимами работы — начинает проявлять особые (техноценнологические) свойства. Невозможно расчетными способами учесть многообразие сочетаний включенного оборудования и режимов их работы, хотя результат их совместной работы, отраженный счетчиком, достаточно стабилен для статистической обработки. Показатели энергоэффективности оборудования, включенные в

паспортные данные, могут служить ориентиром для выбора экономичного оборудования и приниматься во внимание при обследовании отдельных электроприемников, но не должны использоваться в виде целевых показателей мониторинга, так как в них не учтены реальные режимы данного производства.

Систему контроля показателей общего электропотребления можно применять не только на уровне цеха или отдельного агрегата, но и для предприятия в целом. Мониторинг суточного (месячного) электропотребления на границе раздела предприятия с энергоснабжающей организацией достаточно прост и доступен любому предприятию, так как использует имеющиеся коммерческие счетчики электрической энергии.

В ряде случаев, когда общее электропотребление выделенного объекта нестабильно, не подчиняется нормальному распределению и зависит от других факторов (количества выпускаемой продукции, температуры окружающей среды, размера заготовки и др.), можно представить целевые показатели в виде функциональной зависимости расхода электрической энергии от выбранных параметров. По данным предварительного этапа обследования строится функция вида $W = f(x_1)$ или $W = f(x_1, x_2)$, где W — электропотребление выделенного объекта; x_1, x_2 — факторы, например выпуск одного или нескольких видов основной продукции на данном участке производства. Наиболее наглядна и удобна в применении линейная зависимость электропотребления от выпуска основного вида продукции $W = a + bx$, однако возможны более сложные зависимости вида $W = a + bx^2$; $W = a + bx_1 + cx_2$ и др.

Поскольку реальные значения электропотребления не попадают точно на выбранную линию регрессии, для использования функции в качестве целевой строят некоторый доверительный интервал значений, в пределах которого потребление считают

нормальным, не требующим вмешательства персонала в работу оборудования. Несмотря на то что электропотребление может быть связано с количеством продукции, подход отличен от нормирования, так как здесь статистически учтены и условно-постоянная составляющая, не зависящая от выпуска продукции, и влияние других факторов.

Необходима ли система автоматизированного учета электроэнергии для проведения энергетического мониторинга? В общем случае — нет. Хотя автоматизированный учет облегчает сбор и анализ данных по электропотреблению, без корректно организованного алгоритма их использования большая часть информации не будет получена персоналом, непосредственно влияющим на работу электрооборудования, поскольку сосредоточится в отделе главного энергетика. Из огромного количества данных, получаемых автоматизированными системами учета, требуется выделение некоторого ограниченного числа параметров, подлежащих целевому мониторингу. Трудно совместить с автоматизированной системой учета электроэнергии данные о выпуске продукции. Кроме того, если счетчики считывает вручную один и тот же человек, он быстрее выявит возможные ошибки в показаниях и примет меры по улучшению режима оборудования. Таким образом, автоматизированные системы учета облегчают работу мониторинга только при постоянном взаимодействии энергетического и производственного персонала.

Большое значение для эффективной работы системы мониторинга имеет заинтересованность непосредственных исполнителей и руководства в экономии электроэнергии, поэтому требуется как административная работа по внедрению и поддержанию системы учета и контроля, так и материальное, и моральное стимулирование, а также обучение персонала экономичным методам работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 8

8.1. **Кудрин Б.И.** Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. М.: Интермет Инжиниринг, 2007.

8.2. **Копытов Ю.В., Чуланов Б.А.** Экономия электроэнергии в промышленности: Справочник. М.: Энергия, 1978.

8.3. **Ценологическое** определение параметров электропотребления многономенклатурных производств / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, О.Е. Лагуткин и др. Тула: Приокское кн. изд-во, 1994.

8.4. **Авдеев В.А., Кудрин Б.И., Якимов А.Е.** Информационный банк «Черметэлектро». М.: Электрика, 1995.

8.5. **Олейников В.К., Никифоров Г.В.** Анализ и управление электропотреблением на металлургических предприятиях. Магнитогорск: МГТУ, 1999.

8.6. **Варнавский Б.П., Кудрин Б.И.** Проблемы оценки эффективности использования электрической энергии // Промышленная энергетика. 1994. № 12. С. 2—7.

8.7. **Понаровкин Д.Б., Лоскутов А.В., Матюнина Ю.В.** Основы энергетического менеджмента. М.: Издательство МЭИ, 2000.

Раздел 9

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

9.1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

От точности определения электрических нагрузок зависит порядок инвестиций при принятии решения о строительстве, модернизации или реконструкции электротехнического комплекса (ЭТК) [9.1].

Каждый вновь присоединенный 1 МВт электрической нагрузки потребителя на напряжении 10 кВ требует дополнительных 45 млн руб. капиталовложений в энергосистему.

Определение электрических нагрузок составляет первый этап проектирования любой системы электроснабжения и производится в целях выбора и проверки токоведущих элементов и трансформаторов по нагреву и экономическим соображениям, расчета отклонений и колебаний напряжения, выбора компенсирующих установок, защитных устройств и т.д.

От расчета электрических нагрузок зависят оптимальные технико-экономические показатели [9.1]: капитальные вложения, ежегодные эксплуатационные расходы, расход цветного металла, потери электроэнергии; выбор схемы электроснабжения и всех элементов ЭТК.

В настоящее время определено несколько методов расчета электрических нагрузок в зависимости от стадии проектирования и метода принятия решения об инвестировании.

Ниже приведены основные понятия и методы определения электрических нагрузок.

Электротехнический комплекс (ЭТК) — совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляются

снабжение потребителей электроэнергией и эффективное ее использование.

Электрическая нагрузка — величина, характеризующая потребление мощности отдельными приемниками или потребителями электроэнергии.

Приемник — индивидуальное устройство (электродвигатель, электрическая печь, электрическая лампа и т.п.), потребляющее электрическую энергию.

Потребитель — совокупность приемников цеха (корпуса) или предприятия в целом, объединенных в группы по следующим основным признакам:

- напряжению, роду тока, частоте тока;
- требуемой степени бесперебойности питания и степени резервирования;
- по технологическим связям и режимам работы;
- по территориальному размещению и стабильности расположения электрооборудования;
- схеме электроснабжения.

Номинальная мощность одного приемника электроэнергии обозначена в паспорте электродвигателя, силового или специального трансформатора либо на колбе или цоколе источника света.

Групповая номинальная активная мощность — это сумма номинальных (паспортных) активных мощностей отдельных рабочих приемников электроэнергии $P_{\text{ном } i}$, приведенных к продолжительности включения (ПВ) 100 %:

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном } i}. \quad (9.1)$$

Групповая номинальная реактивная мощность — это алгебраическая сумма номинальных (паспортных) реактивных

мощностей отдельных рабочих приемников $q_{\text{ном } i}$, приведенных к ПВ = 100 %:

$$Q_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ном } i} \quad (9.2)$$

Средняя нагрузка за любой интервал времени определяется из выражений для одного приемника:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\int_0^t p \, dt}{t}; \quad q_{\text{ср}} = \frac{\int_0^t q \, dt}{t} \quad (9.3)$$

Средняя активная (или реактивная) мощность группы приемников равна сумме средних активных (или реактивных) мощностей отдельных приемников, входящих в данную группу:

$$P_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ср } i}; \quad Q_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ср } i} \quad (9.4)$$

Максимально загруженной сменой является смена с наибольшим потреблением электроэнергии данной группой приемников, цехом или предприятием в целом для характерных суток.

Характерными сутками считаются те сутки, в течение которых потребление электроэнергии примерно равно средневзвешенному потреблению электроэнергии за каждый рабочий день в рассматриваемом периоде времени (неделя, месяц, год).

Средние нагрузки по активной (реактивной) мощности за максимально загруженную смену и за год обозначаются соответственно дополнительными индексами: $P_{\text{см}}$, $Q_{\text{см}}$ и $P_{\text{г}}$, $Q_{\text{г}}$. Средняя активная $P_{\text{см}}$ или реактивная $Q_{\text{см}}$ мощность за наиболее загруженную смену является основной величиной при расчете нагрузок групп электроприемников.

Нагрузку по допустимому нагреву сокращенно называют *расчетной нагрузкой*. Согласно Указаниям [9.4] расчетная нагрузка принимается равной вероятному максимальному значению нагрузки за интервал времени 30 мин — так называемый *тридцатиминутный* или *получасовой максимум*.

Расчетная нагрузка по допустимой потере напряжения называется *пиковой нагрузкой*, вызывающей максимальные потери напряжения и наиболее тяжелые условия работы электрической сети (например, пусковой момент электропривода, отсутствие мигания ламп, качество электросварки и т.д.).

Расчетная нагрузка по допустимому нагреву может быть активной P_p (кВт), реактивной Q_p (квар), кажущейся (полной) S_p (кВ · А) или токовой I_p (А).

Коэффициентом использования активной мощности приемника $k_{\text{и}}$ или группы приемников $K_{\text{и}}$ называется отношение средней активной мощности отдельного приемника (или группы их) к ее номинальному значению, т.е.

$$k_{\text{и}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}}; \quad K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и}} P_{\text{ном}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}}}, \quad (9.5)$$

где n — число подгрупп приемников с разными режимами работы, входящих в данную группу; $P_{\text{ср}}$ — средняя мощность подгруппы за наиболее загруженную смену; $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность подгруппы приемников.

Аналогично определяется коэффициент использования по реактивной мощности $k_{\text{и.р}}$, $K_{\text{и.р}}$ и току $k_{\text{и } I}$, $K_{\text{и } I}$:

$$k_{\text{и.р}} = \frac{q_{\text{ср}}}{q_{\text{ном}}}, \quad K_{\text{и.р}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{Q_{\text{ном}}} \approx \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и.р}} q_{\text{ном}}}{\sum_{i=1}^n q_{\text{ном}}}; \quad (9.6)$$

$$k_{\text{и } I} = \frac{q_{\text{ср}}}{q_{\text{ном}}}, \quad K_{\text{и } I} = \frac{Q_{\text{ср}}}{Q_{\text{ном}}} \approx \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и } I} i_{\text{ном}}}{\sum_{i=1}^n i_{\text{ном}}}. \quad (9.6a)$$

Знак \approx в формулах (9.6) и (9.6а) оправдывается при небольших различиях коэффициента мощности $\cos \varphi$ отдельных приемников.

Значения коэффициента использования должны быть отнесены к тому же периоду времени (цикл, смена, год), к которому отнесены средние значения мощности; при отнесении коэффициентов не к смене, а к другому периоду времени (например, году) в индексе вводится дополнительная буква (например, $K_{и.г}$).

Коэффициентом включения приемника k_b называется соотношение продолжительности включения приемника в цикле t_b ко всей продолжительности цикла $t_{ц}$. Время включения приемника за цикл складывается из времени работы t_p и времени холостого хода t_x , т.е.

$$k_b = \frac{t_b}{t_{ц}} = \frac{t_p + t_x}{t_{ц}}. \quad (9.7)$$

Коэффициентом включения группы приемников, или групповым коэффициентом включения K_b , называется средневзвешенное (по номинальной активной мощности) значение коэффициентов включения всех приемников, входящих в группу, определяемое по формуле

$$K_b = \frac{\sum_1^n k_b P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}}. \quad (9.8)$$

Значение коэффициента включения зависит от характера технологического процесса.

Коэффициентом загрузки k_3 приемника по активной мощности называется отношение фактически потребляемой им активной мощности (т.е. его средней нагрузки $P_{ср.в}$ за время включения в течение $t_{ц}$) к его номинальной мощности

$$k_3 = \frac{P_{ср.в}}{P_{ном}} = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} \frac{t_{ц}}{t_b} = \frac{k_{ном}}{k_b}. \quad (9.9)$$

Аналогично выражению (9.9) коэффициенты загрузки по реактивной мощности и току равны:

$$k_{3.p} = \frac{k_{ном.p}}{k_b}; \quad (9.9a)$$

$$k_{3.I} = \frac{k_{ном.I}}{k_b}. \quad (9.9б)$$

Групповым коэффициентом загрузки по активной мощности K_3 называется отношение группового коэффициента использования $K_{и}$ к групповому коэффициенту включения K_b , т.е.

$$K_3 = \frac{K_{и}}{K_b}. \quad (9.10)$$

Коэффициент загрузки изменяется с изменением режима работы приемника и определяется на практике по показаниям счетчика активной энергии. Коэффициент загрузки характеризует важнейший параметр — среднюю нагрузку.

Коэффициентом формы индивидуального $k_{ф.I}$ или *группового* $K_{ф.I}$ *графика нагрузок* называется отношение среднеквадратичного тока (или среднеквадратичной полной мощности) приемника или группы приемников за определенный период к среднему значению его за тот же период времени, т.е.

$$k_{ф.I} = \frac{i_{ск}}{i_{ср}} = \frac{S_{ск}}{S_{ср}}; \quad K_{ф.I} = \frac{I_{ск}}{I_{ср}} = \frac{S_{ск}}{S_{ср}}. \quad (9.11)$$

Будучи отнесены к активной или реактивной мощности одного или группы приемников, коэффициенты формы определяются из выражений:

$$k_{ф.I} = \frac{P_{ск}}{P_{ср}}; \quad K_{ф.I} = \frac{P_{ск}}{P_{ср}}; \quad (9.11a)$$

$$k_{ф.I} = \frac{q_{ск}}{q_{ср}}; \quad K_{ф.I} = \frac{Q_{ск}}{Q_{ср}}. \quad (9.11б)$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика во времени; свое наименьшее, равное единице, значение он

принимает при нагрузке, неизменной во времени.

В условиях эксплуатации коэффициент формы находят по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии [9.4]. В этом случае коэффициент формы графика, например, по активной мощности просто определяется по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{n} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (\Delta \mathcal{E}_{ai})^2}}{\mathcal{E}_a}, \quad (9.12)$$

где \mathcal{E}_a — расход активной электроэнергии за некоторый период времени T по показаниям счетчика; \mathcal{E}_{ai} — расход активной электроэнергии за время $\Delta T = T/n$ по показаниям счетчика; n — число равных интервалов, на которое разбит график нагрузки по активной мощности, снятый за период T .

Аналогично определяются коэффициенты формы графика нагрузок по реактивной, кажущейся мощности или току.

Коэффициентом максимума активной мощности k_m , K_m называется отношение расчетной активной мощности P_p , P_p к средней нагрузке P_{cp} , P_{cp} за исследуемый период времени, т.е.

$$k_m = \frac{P_p}{P_{cp}}; \quad K_m = \frac{P_p}{P_{cp}}. \quad (9.13)$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены. Обычно коэффициент максимума относится к групповым графикам нагрузок, т.е. определяется величина K_m .

Аналогично выражению (9.13) коэффициент максимума графика нагрузки по току определяется как

$$K_{mI} = \frac{I_p}{I_{cp}}. \quad (9.13a)$$

Коэффициент максимума K_m зависит от эффективного числа приемников n_z и ряда

коэффициентов, характеризующих режим потребления электроэнергии данной группой приемников, и является расчетной величиной по указаниям [9.4].

Коэффициент спроса относится к групповым графикам. *Коэффициентом спроса по активной мощности* K_c называется отношение расчетной (в условиях проектирования) или потребляемой (в условиях эксплуатации) активной мощности к номинальной (установленной) активной мощности группы приемников:

$$k_c = P_p/P_{ном} \text{ или } K_c = P_p/P_{ном}. \quad (9.14)$$

Аналогичный коэффициент применим и для токовой нагрузки:

$$k_{cI} = I_p/I_{ном} \text{ или } K_{cI} = I_p/I_{ном}. \quad (9.14a)$$

Значения коэффициентов спроса K_c для различных групп приемников разных отраслей промышленности и различных производств и предприятий в целом определяются из опыта эксплуатации и принимаются при проектировании по отраслевым нормативам.

Коэффициентом заполнения графика нагрузки по активной мощности $K_{з.г}$ называется отношение активной мощности $P_{\Sigma c}$ к максимальной за исследуемый период времени:

$$K_{з.г} = \frac{P_{\Sigma c}}{P_{\max}}. \quad (9.15)$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены, т.е.

$$K_{з.г} = \frac{P_{cm}}{P_{\max}} = \frac{1}{K_m}. \quad (9.15a)$$

Коэффициент заполнения графика обычно относится к групповым графикам нагрузки, так же как и коэффициент максимума K_m . Аналогичны выражения для коэффициентов заполнения графиков

нагрузки по реактивной мощности и току (кажущейся мощности):

$$K_{з.г.р} = \frac{Q_{ср}}{Q_{м}} = \frac{1}{K_{м}}; \quad (9.15б)$$

$$K_{з.г.л} = \frac{I_{ср}}{I_{м}} = \frac{1}{K_{м.л}}. \quad (9.15в)$$

Коэффициенты заполнения графика нагрузок $K_{з.г.}, K_{з.г.р}, K_{з.г.л}$ играют большую роль для оценки суточных и годовых графиков нагрузок.

Коэффициентом разновременности максимумов (или участия в максимуме [9.4]) нагрузки по активной мощности $K_{р.м}$ называется отношение суммарного расчетного максимума активной мощности узла системы электроснабжения к сумме расчетных максимумов активной мощности отдельных групп приемников, входящих в данный узел системы электроснабжения, т.е.

$$K_{р.м} = P_p / \sum_1^n p_{ном i}. \quad (9.16)$$

Этот коэффициент характеризует смещение максимумов нагрузки отдельных групп приемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума нагрузки узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп ($K_{р.м} < 1$).

Величина $K_{р.м}$ изменяется в течение года, так как изменяется максимум нагрузки в сутках по величине и во времени (из-за освещения и отопления), поэтому принято считать $K_{р.м}$ по декабрьским суткам:

для цеха

$$K_{р.м.ц} = P_{р.ц} / \sum_1^n p_{р.г.р}; \quad (9.16а)$$

для завода

$$K_{р.м.з} = P_{р.з} / \sum_1^n p_{р.ц}, \quad (9.16б)$$

где $K_{р.м.ц}$ — коэффициент разновременности максимумов нагрузки для цеха;

$\sum_1^n p_{р.г.р}$ — сумма расчетных нагрузок отдель-

ных групп приемников в цехе; $P_{р.ц}$ — суммарная расчетная нагрузка цеха; $K_{р.м.з}$ — коэффициент разновременности максимумов нагрузки для завода; $\sum_1^n p_{р.ц}$ — сумма расчетных нагрузок отдельных цехов завода; $P_{р.з}$ — суммарная расчетная нагрузка завода.

Необходимость применения $K_{р.м}$ возникает в тех случаях, когда расчетная нагрузка узла системы электроснабжения определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп потребителей, относящихся к данному узлу. Величина $K_{р.м}$ принимается в пределах 0,9—0,95, а при наличии нескольких ступеней в системе электроснабжения общий понижающий коэффициент должен быть не ниже 0,85, за исключением случаев, при которых технологический процесс производства обуславливает более низкие значения этого коэффициента.

Под эффективным (приведенным) числом приемников n_3 группы различных по номинальной мощности и режиму работы приемников понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же расчетную нагрузку, что и данная рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы приемников.

Эффективное (приведенное) число приемников группы определяется по формуле

$$\begin{aligned} n_3 &= \left(\sum_1^n p_{ном i} \right)^2 / \left(\sum_1^n p_{ном i}^2 \right) = \\ &= p_{ном}^2 / \left(\sum_1^n p_{ном i}^2 \right), \end{aligned} \quad (9.17)$$

где в числителе стоит квадрат суммы номинальных активных мощностей всех приемников (т.е. квадрат групповой мощности) данной группы, а в знаменателе — сумма квадратов номинальных активных мощностей отдельных приемников группы.

9.2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Современная экономика требует точного определения нагрузок на всех стадиях проектирования.

Наиболее сложно определить нагрузку на стадии инвестиционного проектирования. Решение о необходимой и достаточной мощности принимается в условиях неопределенности, и одновременно формируется бюджет инвестиционного цикла. Ошибка в определении нагрузки на 10 % приводит либо к бюджетному дефициту, измеряемому миллионами рублей, либо к необоснованному завышению инвестиций в несколько раз.

Сложившаяся практика определения нагрузок на инвестиционном этапе использует собственный *профессионально-логический анализ* (свою квалификацию), экспертные оценки, теорию распознавания образов, при этом каждый объект относят к тому или иному классу объектов, учитывая электрические и иные показатели [9.5].

Наибольшее распространение в теории расчета нагрузок в 80–90-е годы XX в. получили неформализованные методы расчета нагрузок, в частности комплексный метод расчета электрических нагрузок, элементы которого вошли в «Указания по расчету электрических нагрузок систем электроснабжения» (РТМ 36.18.32.02—89).

Комплексный метод основан на том, что любой объект можно описать с помощью числовых показателей и словесно (качественно). При этом любые два объекта могут быть похожими или различными, иметь или не иметь между собой ничего общего. Каждый объект качественно идентифицируют (словесным описанием) и относят к какому-либо семейству, объединяемому «похожестью», хотя слабо определенной по связям и зависимостям.

Комплексный метод включает: 1) создание информационного обеспечения; 2) классификацию объектов электроснабжения, применение распознавания образов, экспертных систем; 3) использование прогноза электропотребления системы электроснабжения объекта в целом или опреде-

ленной части системы, в том числе при сооружении крупных агрегатов.

Комплексный метод расчета максимальной нагрузки P_{\max} предусматривает одновременное применение нескольких способов с использованием следующих параметров:

1) электроемкости продукции \mathcal{E}_i на границе раздела потребителя и энергосистемы

$$P_{\max} = \mathcal{E}_i M_i / T_{\max}, \quad (9.18)$$

где M_i — объем технологической продукции i -го вида; T_{\max} — максимальное число часов использования нагрузки;

2) среднегодового электропотребления A или среднегодовой мощности $P_{\text{ср}}$

$$P_{\max} = K_{\text{м.ср}} A / T_{\text{г}} = K_{\text{м.ср}} P_{\text{ср}}, \quad (9.19)$$

где $K_{\text{м.ср}}$ — среднегодовой коэффициент максимума; $T_{\text{г}} = 8760$ — число часов в году;

3) удельного годового расхода электроэнергии $A_{\text{уд}}$

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n (A_{\text{уд}i} M_i / T_i), \quad (9.20)$$

где $A_{\text{уд}i}$ — удельный расход электроэнергии i -го вида продукции; T_i — годовое число часов работы цеха (производства, отделения);

4) среднегодового коэффициента спроса $K_{\text{с}}$

$$P_{\max} = K_{\text{с}} P_{\text{yi}}, \quad (9.21)$$

где $P_{\text{yi}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}}$ — установленная мощность всех мощностей цеха, производства, завода;

5) удельных мощностей нагрузок

$$P_{\max} = \gamma F, \quad (9.22)$$

где γ — удельная мощность (плотность нагрузки); F — площадь предприятия, района, цеха, отделения, участка;

6) прогнозирования временных рядов

$$P_{\max} f(W_j); W_1 = f_1(A, t); \\ W_2 = f_2(M_1, t), \dots, \quad (9.23)$$

где W_j — матрица показателей, определяемая временным рядом;

7) профессионально-логического анализа [включая режим системы автоматизированного проектирования (САПР)]:

$$P_{\max} = \{P_0, W_j\}, \quad (9.24)$$

где P_0 — матрица электрических показателей, характеризующая группу объекта электрического хозяйства с одинаковыми параметрами.

На стадиях «проект» и «рабочая документация» для определения электрических нагрузок используют следующие методы: 1) эмпирические — коэффициента спроса; удельного расхода электроэнергии и удельных плотностей нагрузки; технологического графика нагрузки; 2) метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки, который положен в основу «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках»; 3) статистические методы [9.5]; 4) метод вероятностного моделирования графиков нагрузки.

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения ЭТК основными являются три вида нагрузок: активная мощность, реактивная мощность и ток.

9.3. НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ

Под *номинальной активной мощностью* $P_{\text{ном}}$ электродвигателей понимается выраженная в киловаттах мощность, развиваемая электродвигателем на валу при номинальном напряжении, а под номинальной активной мощностью других приемников электроэнергии — потребляемая ими из сети мощность в киловаттах при номинальном напряжении.

Паспортная мощность приемников повторно-кратковременного режима (ПКР) приводится к номинальной длительной мощности при ПВ = 100 % по формулам:

для электродвигателей

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}}; \quad (9.25)$$

для трансформаторов

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}},$$

где $P_{\text{пасп}}$ (кВт), $S_{\text{пасп}}$ (кВ · А), $\text{ПВ}_{\text{пасп}}$ (отн. ед.) — паспортные данные о мощности и относительной продолжительности включения приемника.

Для трансформаторов электрических печей номинальная активная мощность — это некоторая активная условная мощность:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \cos \varphi_{\text{пасп}}, \quad (9.26)$$

где $S_{\text{пасп}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ · А (по паспортным данным); $\cos \varphi_{\text{пасп}}$ — паспортный коэффициент мощности электропечного трансформатора.

Для трансформаторов сварочных машин и аппаратов и трансформаторов ручной сварки номинальная активная мощность — это некоторая условная мощность, приведенная к ПВ = 100 %:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}} \cos \varphi_{\text{пасп}}, \quad (9.27)$$

где $\cos \varphi_{\text{пасп}}$ — паспортный коэффициент мощности сварочного трансформатора.

Применительно к агрегатам с многодвигательным приводом, кроме крановых установок, под термином «приемник электроэнергии» следует понимать весь агрегат в целом, а под его номинальной мощностью — сумму номинальных мощностей (приведенных к ПВ = 100 %) всех электродвигателей агрегата. Для крановых установок под термином «приемник электроэнергии» следует иметь в виду электропривод каждого механизма, включая и приводимые двумя электродвигателями, мощности при этом складываются по формуле (9.1).

Под номинальной реактивной мощностью одного приемника понимается реактивная мощность, потребляемая им из сети (знак «плюс») или отдаваемая в сеть (знак «минус») при номинальной активной мощности и номинальном напряжении (а для синхронных двигателей и при номинальном токе возбуждения или номинальном коэффициенте мощности).

Паспортная реактивная мощность приемников ПКР приводится к длительному режиму, т.е. ПВ = 100 %, по формуле:

$$Q_{\text{ном}} = Q_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}}. \quad (9.28)$$

Номинальные токи определяются аналогично:

$$i_{\text{ном}} = i_{\text{пасп}} \sqrt{P_{\text{пасп}}}$$

или

$$\left. \begin{aligned} i_{\text{ном}} &= \frac{s_{\text{пасп}} \sqrt{P_{\text{пасп}}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}; \\ I_{\text{ном}} &= \frac{\sqrt{P_{\text{ном}}^2 + Q_{\text{ном}}^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} \end{aligned} \right\} \quad (9.29)$$

При достаточно близких значениях $\cos \varphi_{\text{ном}}$ отдельных приемников группы можно принимать:

$$I_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n i_{\text{ном} i} \quad (9.30)$$

Стационарные и передвижные приемники однофазного тока, включенные на фазные и междуфазные напряжения, равномерно распределенные по фазам трехфазной сети, учитываются в расчетах как трехфазные приемники той же суммарной мощности. Равномерно распределенными по фазам условно считаются однофазные приемники и в том случае, если их суммарная номинальная мощность, остающаяся не распределенной равномерно по фазам, не превышает 15 % общей мощности трехфазных и однофазных равномерно распределенных по фазам приемников, присоединенных к тому же узлу: магистрали, силовому шкафу, шинам подстанции.

В том случае, когда суммарная номинальная мощность однофазных приемников, оставшихся не распределенными равномерно по фазам, превышает 15 % суммарной номинальной мощности группы трехфазных и однофазных приемников, равномерно распределенных по фазам к тому же узлу, *условная трехфазная номинальная мощность* $P_{\text{ном. у}}$ присоединенных приемников определяется в зависимости от количества и схемы включения однофазных приемников в трехфазную сеть.

При числе распределенных неравномерно по фазам однофазных приемников

до трех с достаточной для практических целей точностью условную трехфазную номинальную мощность $P_{\text{ном. у}}$, $P_{\text{ном. у}}$ можно определить упрощенными способами.

1. При включении однофазных приемников на фазные напряжения (например, 220 В при трехфазной системе 380/220 В) расчет ведется по формуле:

$$P_{\text{ном. у}} = 3 P_{\text{ном max ф}} \quad (9.31)$$

где $P_{\text{ном. у}}$ — условная трехфазная номинальная мощность, кВт; $P_{\text{ном max ф}}$ — номинальная мощность максимально загруженной фазы, кВт.

2. При включении однофазных приемников на линейное напряжение условная трехфазная номинальная мощность определяется по формулам:

при одном приемнике

$$P_{\text{ном. у}} = \sqrt{3} P_{\text{ном. л}} \quad (9.32)$$

где $P_{\text{ном. л}}$ — номинальная мощность приемника, кВт;

при двух-трех приемниках, включенных на разные линейные пары проводов трехфазной сети,

$$P_{\text{ном. у}} = 3 P_{\text{ном max ф}} \quad (9.33)$$

где $P_{\text{ном max ф}}$ — номинальная мощность приемников наиболее загруженной фазы, кВт.

При более трех не распределенных равномерно по фазам однофазных приемников условная трехфазная номинальная мощность определяется как утроенное значение номинальной мощности наиболее загруженной фазы. При наличии в узле однофазных приемников, включенных на фазное и линейное напряжение сети и не распределенных равномерно по фазам трехфазной системы, наиболее загруженная фаза определяется по средним нагрузкам отдельных фаз сети.

Номинальная мощность каждой фазы при смешанном включении однофазных приемников (наиболее общий случай), когда часть приемников включена на фазное, часть — на линейное напряжение, определяется суммированием однофазных

нагрузок данной фазы (фаза—нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение, приведенных к этой фазе и фазному напряжению.

Условная номинальная активная трехфазная мощность $P_{\text{ном.у}}$ принимается равной тройной номинальной мощности наиболее загруженной фазы $P_{\text{ном max ф}}$ от однофазных приемников

$$P_{\text{ном.у}} = 3P_{\text{ном max ф}}. \quad (9.34)$$

Аналогично определяется условная номинальная реактивная мощность от однофазных приемников на трехфазную сеть.

9.4. СРЕДНИЕ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧНЫЕ НАГРУЗКИ

Средняя нагрузка группы приемников электроэнергии определяет нижний предел возможных значений расчетной нагрузки. В общем виде средняя нагрузка за любой интервал времени определяется из выражений (9.3) и (9.4).

В условиях эксплуатации средние нагрузки за некоторый характерный период времени определяются по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии с помощью выражений для одного приемника:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\mathfrak{A}}{t}, \quad q_{\text{ср}} = \frac{\mathfrak{B}}{t};$$

$$i_{\text{ср}} \approx \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + q_{\text{ср}}^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}; \quad (9.35)$$

для группы приемников

$$P_{\text{ср}} = \frac{\mathfrak{A}}{T}, \quad Q_{\text{ср}} = \frac{\mathfrak{B}}{T}; \quad (9.35a)$$

$$S_{\text{ср}} = \sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}; \quad I_{\text{ср}} \approx \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \quad (9.35b)$$

где $S_{\text{ср}}$ — заявленная средняя мощность электроприемников, кВ · А; \mathfrak{A} , \mathfrak{B} , \mathfrak{P} , \mathfrak{Q} —

потребление активной и реактивной электроэнергии соответственно отдельным приемником или группой приемников за некоторый период времени t (T). Здесь необходимо отметить, что потребление реактивной мощности $Q_{\text{ср}}$ является условным, поскольку в действительности она не расходуется, а лишь циркулирует в электрической системе.

Средняя нагрузка групп приемников по току при достаточно близких значениях коэффициента мощности $\cos \phi$ отдельных приемников группы определяется по выражению аналогичному (9.4):

$$I_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n i_{\text{ср} i}.$$

Средние нагрузки по активной (реактивной) мощности за максимально загруженную смену и за год обозначаются соответственно дополнительными индексами: $P_{\text{см.м}}$, $Q_{\text{см.м}}$ и $P_{\text{см.г}}$, $Q_{\text{см.г}}$. Средняя активная $P_{\text{см.м}}$ или реактивная $Q_{\text{см.м}}$ мощность за наиболее загруженную смену является основной величиной при расчете нагрузок групп электроприемников. Наиболее загруженной сменой является смена с наибольшим потреблением электроэнергии данной группой приемников, цехом или предприятием в целом для характерных суток. Характерными считаются те сутки, в течение которых потребление электроэнергии примерно равно средневзвешенному потреблению электроэнергии за каждый рабочий день в рассматриваемом периоде времени (неделя, месяц, год).

Квадрат нагрузки определяет потери мощности в проводнике.

Групповые квадратичные графики нагрузки $P^2(T)$, $Q^2(T)$, $I^2(T)$ характеризуются значениями *среднеквадратичной нагрузки* $P_{\text{ск}}$, $Q_{\text{ск}}$, $I_{\text{ск}}$ исходного графика за рассматриваемый период времени (цикл, смена, месяц, год). Среднеквадратичные нагрузки $P_{\text{ск}}$, $Q_{\text{ск}}$, $I_{\text{ск}}$ за любой интервал

времени в общем виде определяются по выражениям:

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T p^2(T) dt}; \quad (9.36)$$

$$Q_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T q^2(T) dt}; \quad (9.36a)$$

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(T) dt}, \quad (9.36б)$$

где T — рассматриваемый период времени.

Среднеквадратичная реактивная мощность $Q_{\text{ск}}$ имеет важное значение для оценки эффекта снижения потерь электроэнергии в сетях при повышении $\cos \varphi$ [9.4].

9.5. МАКСИМАЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ

Максимальные значения активной, реактивной, полной мощности или тока представляют собой наибольшие из соответствующих средних величин за некоторый промежуток времени [9.5].

Максимальные нагрузки характеризуются ожидаемой частотой появления за тот или иной период времени.

По продолжительности различают два вида максимальных нагрузок:

1) *максимальные длительные нагрузки* различной продолжительности (10, 30, 60 мин и т.д.), определяемые для выбора элементов системы электроснабжения по нагреву и расчета максимальных потерь в них;

2) *максимальные кратковременные нагрузки* (пиковые) длительностью 1—2 с, определяемые для проверки колебания напряжения в контактных сетях, проверки сетей по условиям самозапуска электродвигателей, выбора плавкой вставки предохранителя, расчета тока срабатывания максимальной токовой релейной защиты.

Под *расчетной нагрузкой по допустимому нагреву* понимается такая длительная неизменная нагрузка элемента системы электроснабжения (трансформатора, линии

и т.п.), которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому действию: максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции. Вследствие двух эффектов нагрева проводника различают: *расчетную нагрузку по максимальной температуре*, т.е. такую неизменную во времени нагрузку I_{p1} , которая вызывает в проводнике тот же максимальный перегрев над окружающей температурой, что и заданная переменная нагрузка $I(T)$.

Расчетной нагрузкой I_p для данного графика $I(T)$ является наибольшая из отвечающих ему величин I_{p1} и I_{p2} . Между относительным износом изоляции и максимальным перегревом проводника имеется связь, количественная оценка которой возможна лишь на основе изучения характеристик теплового износа различных видов изоляции. Ввиду отсутствия достаточных сведений о последних, при расчетах принимается расчетная нагрузка по допустимому максимальному перегреву проводника, т.е. I_{p1} .

В проектной практике широко применяется понятие расчетной нагрузки по активной мощности P_p , несмотря на то что эффект нагрева проводника обусловлен его токовой нагрузкой. Это объясняется тем, что графики $P(T)$ более просто получить в условиях эксплуатации и использовать в расчетах по сравнению с графиком $I(T)$. Так как нагрев проводника является результатом воздействия на него нагрузки за некоторый период времени, то средняя нагрузка P_T за интервал времени T в принципе более точно характеризует нагрев проводника, чем наибольшая мгновенная нагрузка $P_{\text{мг}}$ в том же интервале, и оценка величины P_p достигается с помощью понятия максимума средней нагрузки $P_{\text{мТ}}$ за скользящий вдоль графика интервал времени T . Существует оптимальная длительность интервала осреднения $T_{\text{оср}}$, при которой средняя нагрузка P_T будет при прочих равных условиях наиболее точно характе-

ризовать изменение нагрева проводника за время T . Оптимальная длительность интервала осреднения $T_{\text{оср}}$ принята равной трем постоянным времени нагрева проводника T_0 , так как за это время перегрев проводника достигает примерно 95 % установившегося значения:

$$T_{\text{оср}} = 3T_0. \quad (9.37)$$

Постоянные времени нагрева кабелей 6—10 кВ, проложенных в земле, больше, чем при прокладке их в воздухе. Для расчета электрических нагрузок этой разницей можно пренебречь.

Примерные данные о постоянных времени нагрева проводов и кабелей T_0 и продолжительности интервала осреднения $T_{\text{оср}}$ при разных условиях прокладки (в воздухе и в земле) приведены в табл. 9.1 [9.2].

Расчетная нагрузка принимается равной максимальной средней нагрузке за интервал времени $T_{\text{оср}} = 3T_0$:

$$P_p \approx P_{\text{мг}}. \quad (9.38)$$

Таким образом, в качестве расчетной нагрузки по допустимому нагреву принимаются: при переменном графике нагрузки — максимальные нагрузки различной продолжительности (0,5; 0,75; 1; 1,5; 2; 2,5 ч), при практически постоянном графике нагрузки — средняя нагрузка.

В тех случаях, когда постоянная времени нагрева проводников значительно превышает 10 мин, полчасовой максимум приводится к максимуму большей продолжительности.

9.6. ЭФФЕКТИВНОЕ (ПРИВЕДЕННОЕ) ЧИСЛО ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Кривая изменения активной, реактивной или токовой нагрузки во времени называется *графиком нагрузки* соответственно по активной мощности, реактивной мощности или току. Графики нагрузок подразделяются на *индивидуальные* — для отдельных приемников электроэнергии и *групповые* — для групп приемников электроэнергии. Индивидуальные графики нагрузок обозначаются строчными буквами: $p(t)$, $q(t)$, $i(t)$, а групповые обозначаются теми же, но прописными буквами: $P(t)$, $Q(t)$, $I(t)$ [9.4].

Графики нагрузок большинства приемников электроэнергии вследствие повторения производственных операций обладают определенной регулярностью в той или иной степени. С точки зрения регулярности индивидуальные графики нагрузок могут быть подразделены на *периодические*, *циклические*, *нециклические* и *нерегулярные*. Групповые графики нагрузок по степени регулярности, зависящей от видов индивидуальных графиков и взаимосвязей нагру-

Таблица 9.1. Постоянные времени нагрева и продолжительности интервала осреднения нагрузки

Сечение токоведущих жил, мм ²	Напряжение, кВ	Кабели, проложенные				Провода, проложенные			
		в воздухе		в земле		в воздухе		в земле	
		T_0 , мин	$T_{0 \text{ ср}}$, ч	T_0 , мин	$T_{0 \text{ ср}}$, ч	T_0 , мин	$T_{0 \text{ ср}}$, ч	T_0 , мин	$T_{0 \text{ ср}}$, ч
35—70	1	20	1	30	1,5	10	0,5	20	1
95—120		30	1,5	40	2	15	0,75	30	1,5
150—185		40	2	50	2,5	20	1	40	2
25—35	6—10	20	1	—	—	—	—	—	—
50—70		30	1,5	—	—	—	—	—	—
95—120		40	2	—	2	—	—	—	—
150—185		50	2,5	—	3	—	—	—	—

зок отдельных приемников по технологическому режиму работы, подразделяются на *периодические*, *почти периодические* и *нерегулярные* [9.4].

Индивидуальные графики необходимы для определения нагрузок отдельных мощных приемников электроэнергии с резкопеременным характером нагрузки (например, прокатные станы, электрические печи и др.). При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий в большинстве случаев используются групповые графики нагрузок (от графиков нагрузок группы, состоящей из нескольких приемников, до графиков нагрузок предприятия в целом). Графики нагрузок всего предприятия дают возможность определить потребление активной и реактивной энергии предприятием, правильно выбрать питающие источники тока и выполнить наиболее рациональную схему электроснабжения. График нагрузок определяется технологическим процессом производства или потребления для жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ). Необходимо помнить, что графики нагрузок претерпевают постоянные изменения в связи с изменением процессов экономического развития сфер деятельности, внедрением новых прогрессивных технологий и т.п., поэтому в силу изложенных выше причин при проектировании электроснабжения нового ЭТК к используемым данным и показателям аналогичных сфер деятельности действующих предприятий и организаций следует вводить необходимые поправки на техническое перевооружение потребителей.

Если все приемники группы имеют одинаковую номинальную мощность $P_{\text{ном}}$, то эффективное число приемников определяется по формуле

$$n_3 = (nP_{\text{ном}})^2 / (nP_{\text{ном}}^2) = n. \quad (9.39)$$

Если приемники группы n имеют различные номинальные мощности $P_{\text{ном } i}$, то $n_3 < n$.

Определение n_3 по формуле (9.17) рекомендуется производить при числе приемников в группе меньше или равном пяти. В условиях массовых расчетов и при большом числе приемников использование формулы (9.17) сопряжено с техническими трудностями, поэтому в таких случаях рекомендуется пользоваться упрощенными способами вычисления n_3 , допустимая погрешность которых лежит в пределах $\pm 10\%$.

Способы упрощенного вычисления n_3 :

1. При числе фактических приемников в группе четыре и более допускается эффективное число приемников n_3 считать равным фактическому n при отношении

$$m = P_{\text{ном max}} / P_{\text{ном min}} \leq 3,$$

где m — отношение номинальной мощности самого большого приемника к номинальной мощности самого маленького приемника; $P_{\text{ном max}}$ и $P_{\text{ном min}}$ — номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего приемников в группе.

При определении величины n_3 могут быть исключены те приемники группы, суммарная минимальная мощность которых не превышает 5 % суммарной номинальной мощности всей группы приемников $P_{\text{ном}}$ (при этом число исключенных приемников не учитывается также и в величине n).

2. При $m > 3$ и коэффициенте использования активной мощности $K_{\text{и}} \geq 0,2$ эффективное число приемников может быть определено по следующей формуле [9.4]:

$$n_3 = 2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном } i} / P_{\text{ном max}}. \quad (9.40)$$

Если найденное по этой формуле n_3 оказывается большим, чем фактическое, следует принимать $n_3 = n$.

3. При $m > 3$ и $K_{\text{и}} < 0,2$, т.е. при невозможности использования способов упрощенного вычисления n_3 , изложенных выше, определение n_3 производится с помощью

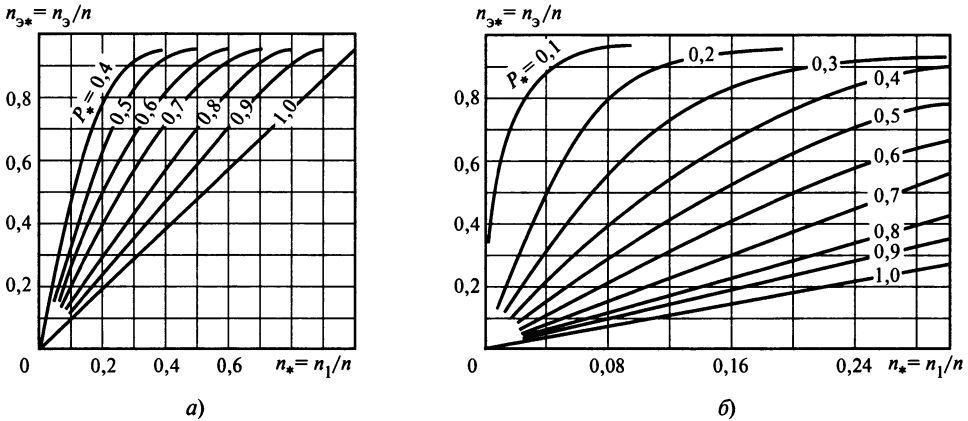


Рис. 9.1. График $n_{3*} = f(n_*, P_*)$ для определения эффективного числа приемников:
 а — для n_* от 0,2 до 1,0; б — для n_* от 0 до 0,28

кривых, представленных на рис. 9.1, которые построены по формуле [9.4]:

$$n_3 = 0,95 \frac{P_{\text{ном}}^2}{\frac{P_{\text{ном}1}}{n_1} + \frac{(P_{\text{ном}} - P_{\text{ном}1})^2}{n - n_1}} \quad (9.40a)$$

или (в относительных единицах)

$$n_{3*} = \frac{n_3}{n} \approx \frac{0,95}{\frac{P_*^2}{n_*} + \frac{(1 - P_*)^2}{1 - n_*}}, \quad (9.40б)$$

где n — фактическое число приемников в рассматриваемой группе; n_1 — число приемников в группе, мощность каждого из которых не менее половины мощности приемника; $P_{\text{ном}}$ — суммарная номинальная мощность группы n_1 приемников наибольшей мощности.

В условиях массовых расчетов для вычисления n_{3*} удобно пользоваться табл. 9.2. Порядок определения n_{3*} с помощью кривых на рис. 9.1 или табл. 9.2 и 9.3 рекомендуется следующий: выбирается наибольший по номинальной мощности приемник рассматриваемой группы; выби-

раются наиболее крупные приемники, номинальная мощность которых равна или больше половины мощности наибольшего приемника группы; определяются число n_1 и суммарная номинальная мощность $P_{\text{ном}1}$ приемников наибольшей мощности группы; определяются число n и суммарная номинальная мощность $P_{\text{ном}}$ всех приемников группы; находятся значения $n_* = n_1/n$ и $P_* = P_{\text{ном}1}/P_{\text{ном}}$; по кривым на рис. 9.1 (или табл. 9.2), по найденным значениям n_* и P_* определяется величина n_{3*} , а затем из выражения $n_{3*} = n_3/n$ находится $n_3 = n_{3*}n$.

Эффективное число n_3 группы приемников однофазного тока определяется по формуле

$$n_3 = 2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} / (3p_{\text{ном} \max}), \quad (9.41)$$

где $\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}$ — сумма номинальных мощностей однофазных приемников рассчитываемого узла; $p_{\text{ном} \max}$ — номинальная мощность наибольшего приемника однофазного тока.

Таблица 9.2. Относительные значения эффективного числа приемников $n_3 = n_3/n$ в зависимости от $n_* = n_1/n$ и $P_* = P_{\text{ном } 1}/P_{\text{ном}}$

$n_* = n_1/n$	P_*																		
	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,010	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024	0,030	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047	0,059	0,076	0,10	0,014	0,20	0,32	0,52
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51	0,71
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,15	0,18	0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,61	0,79	0,90
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,70	0,83	0,92
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20	0,24	0,28	0,33	0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,10	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,40	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,15	0,14	0,16	0,17	0,20	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56	0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95	
0,20	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,98	0,95		
0,25	0,24	0,26	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95			
0,30	0,29	0,32	0,35	0,39	0,42	0,48	0,53	0,60	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95				
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,50	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95					
0,40	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93	0,95						
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,70	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95							
0,50	0,48	0,53	0,58	0,64	0,70	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95								
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95									
0,60	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95										
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95											
0,70	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95												
0,75	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95													
0,80	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95														
0,85	0,80	0,88	0,93	0,95															
0,90	0,85	0,92	0,95																
1,00	0,95																		

* Для промежуточных значений n_* и P_* рекомендуется брать ближайшие меньшие значения n_3 .

Таблица 9.3. Коэффициенты максимума K_m для различных коэффициентов использования K_n в зависимости от эффективного (приведенного) числа приемников n_z

n_z	Значения коэффициента максимума K_m для различных коэффициентов использования K_n								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	0,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,70	1,50	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05
35	1,56	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,00
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

9.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧНЫХ НАГРУЗОК

Средние нагрузки (за наиболее загруженную смену $P_{см}$, $Q_{см}$ и среднегодовые $P_{сг}$, $Q_{сг}$) имеют важное значение при расчетах и исследовании нагрузок, а также расхода и потерь электроэнергии.

Величины $P_{см}$ и $Q_{см}$ находят по показателям, которые определяются путем

выбора нагрузок и проверяются по удельным расходам электроэнергии, известным для большинства производств.

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$ какой-либо группы силовых приемников с одинаковым режимом работы определяется умножением суммарной номинальной мощности группы рабочих приемников $P_{ном}$, приведенной для приемников повторно-кратковременного

режима работы (ПКР) к ПВ = 100 %, на их групповой коэффициент использования $K_{и}$:

$$P_{см} = K_{и} P_{ном}. \quad (9.42)$$

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см}$ для какой-либо группы силовых приемников (с отстающим током) одинакового режима работы определяется:

1) умножением суммарной номинальной реактивной мощности группы рабочих приемников $Q_{ном}$, приведенной для приемников ПКР к ПВ = 100 %, на их групповой коэффициент использования $K_{и.р}$ [9.7]:

$$Q_{см} = K_{и.р} Q_{ном}; \quad (9.43)$$

2) умножением средней активной мощности $P_{см}$ этой группы на $\operatorname{tg} \varphi$, соответствующий групповому коэффициенту мощности $\cos \varphi$ [9.4]:

$$Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi \quad (9.44)$$

и принимается со знаком «плюс».

Реактивные нагрузки приемников с опережающим током (синхронные двигатели, статические конденсаторы) принимаются со знаком «минус». Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену для какой-либо группы синхронных двигателей с одинаковым режимом работы определяется по формулам (9.43) и (9.44), но с учетом оптимального значения наибольшего коэффициента мощности синхронного двигателя $\cos \varphi_{наиб\ сд}$ (см. [9.4]). Если для определения $\cos \varphi_{наиб\ сд}$ отсутствуют необходимые данные, можно ориентировочно принимать его равным $\cos \varphi_{ном}$.

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см.к}$ для группы статических конденсаторов $Q_{см.к}$ принимается равной номинальной мощности группы $Q_{ном.к}$ с пересчетом ее на фактическое напряжение сети:

$$Q_{см.к} = Q_{ном.к} = Q_{пасп.к} \left(\frac{U_{факт}}{U_{пасп}} \right)^2, \quad (9.45)$$

где $Q_{ном.к}$ — фактическая номинальная мощность группы статических конденсаторов при фактическом напряжении сети $U_{факт}$, квар; $Q_{пасп.к}$ — паспортная номинальная мощность группы статических конденсаторов при паспортном напряжении $U_{пасп}$, квар.

Определение средних нагрузок за наиболее загруженную смену от однофазных приемников независимо от неравномерности по фазам, создаваемой этими приемниками, производится аналогично трехфазным.

Условные средние нагрузки за наиболее загруженную смену трехфазной сети от группы однофазных приемников одинакового режима работы (при числе приемников более трех), включенных на фазное или линейное напряжение сети, определяются по формулам:

$$P_{см.у} = 3 K_{и} P_{ном.м.ф}; \quad (9.46)$$

$$Q_{см.у} = 3 K_{и.р} Q_{ном.м.ф} = 3 K_{и} P_{ном.м.ф} \operatorname{tg} \varphi, \quad (9.47)$$

где $P_{ном.м.ф}$ и $Q_{ном.м.ф}$ — номинальные активные и реактивные мощности наиболее загруженной фазы.

Для наиболее общего случая смешанного включения однофазных приемников в трехфазную сеть (на фазные и линейные напряжения) при числе приемников более трех и различных $K_{и}$ и $\cos \varphi$ наиболее загруженной фазой является фаза, имеющая наибольшую среднюю нагрузку от однофазных приемников. Средние нагрузки за наиболее загруженную смену по отдельным фазам определяются суммированием средних однофазных нагрузок данной фазы (фаза — нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение, с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению.

Аналогично определяются средние однофазные нагрузки для всех фаз по активной мощности за наиболее загруженную фазу. Условная средняя нагрузка трех-

фазной сети от однофазных приемников определяется по формулам:

$$P_{\text{см.у}} = 3P_{\text{см.м.ф}}; \quad (9.48)$$

$$Q_{\text{см.у}} = 3Q_{\text{см.м.ф}}. \quad (9.49)$$

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену $P_{\text{см}}$ узла системы электроснабжения, включающего какое-либо количество групп приемников с разными режимами работы, определяется суммированием средних активных мощностей отдельных групп приемников:

$$P_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{см}i}, \quad (9.50)$$

где $P_{\text{см}i}$ — средняя активная мощность за наиболее загруженную смену i -й группы узла; n — число групп приемников с разными режимами работы, входящих в данный узел.

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{\text{см}}$ узла системы электроснабжения, включающего какое-либо количество групп приемников с разными режимами работы (с отстающим и опережающим током в общем случае), определяется алгебраическим сложением средних реактивных мощностей отдельных групп приемников:

$$Q_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см}i} - \left(\sum_{i=1}^{n_1} Q_{\text{см.с.д}i} + Q_{\text{см.к}} \right), \quad (9.51)$$

где $Q_{\text{см}i}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену i -й группы приемников с отстающим током; n — число групп приемников с отстающим током с разными режимами работы, входящих в данный узел; $Q_{\text{см.с.д}i}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену i -й группы синхронных двигателей; n_1 — число групп синхронных двигателей с разными режимами работы, входящих в данный узел; $Q_{\text{см.к}}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену группы статических конденсаторов, относящихся к данному узлу.

Еще $P_{\text{см}}$ и $Q_{\text{см}}$ можно определить по формулам

$$P_{\text{см}} = P_{\text{сг}}/K_{\text{см.э.а}}; \quad (9.52)$$

$$Q_{\text{см}} = Q_{\text{сг}}/K_{\text{см.э.р}}, \quad (9.53)$$

где $K_{\text{см.э.а}}$, $K_{\text{см.э.р}}$ — годовые коэффициенты сменности по энергоиспользованию активной и реактивной энергии; $P_{\text{сг}}$, $Q_{\text{сг}}$ — среднегодовые активная и реактивная мощности.

Годовым коэффициентом сменности по энергоиспользованию активной энергии называется отношение годового потребления $\mathcal{E}_{\text{а.г}}$ активной энергии (группой приемников, цехом или предприятием в целом) к годовому потреблению активной энергии по средней мощности за наиболее загруженную смену [9.4]:

$$K_{\text{см.э.а}} = \mathcal{E}_{\text{а.г}}/(P_{\text{см}}T_{\text{г}}), \quad (9.54)$$

где $T_{\text{г}}$ — годовое количество рабочего времени, определяемый по данным технологического задания.

Годовым коэффициентом сменности по энергоиспользованию реактивной энергии $K_{\text{см.э.р}}$ называется отношение годового потребления реактивной энергии (группой приемников, цехом или предприятием в целом) $\mathcal{E}_{\text{р.г}}$ к условному годовому потреблению реактивной энергии по средней мощности за наиболее загруженную смену [9.7]:

$$K_{\text{см.э.р}} = \mathcal{E}_{\text{р.г}}/(Q_{\text{см}}T_{\text{г}}). \quad (9.55)$$

Коэффициенты $K_{\text{см.э.а}}$ и $K_{\text{см.э.р}}$, определяемые по технологическим данным, учитывают различные загрузки отдельных смен, сезонные изменения нагрузки, работу в выходные и праздничные дни, а также неритмичность производства. Если потребляемая мощность на протяжении всего года была бы одинаковой и равной $P_{\text{см}}$ ($Q_{\text{см}}$), то $K_{\text{см.э.а}}$ ($K_{\text{см.э.р}}$) были бы равны 1,0. Но вследствие влияния перечисленных факторов $K_{\text{см.э.а}}$ ($K_{\text{см.э.р}}$) < 1. Приближенные числовые значения годовых коэффициентов сменности по энергоиспользованию $K_{\text{см.э.а}}$

и $K_{см.э.р}$ для различных предприятий принимаются для расчетов по справочным данным. При отсутствии данных о коэффициенте $K_{см.э.р}$ для массовых приемников промышленных предприятий, имеющих относительно высокую реактивную нагрузку холостого хода (подобно асинхронным электродвигателям), допускается [9.5] принимать ориентировочно

$$K_{см.э.р} \approx (1,05 \div 1,1) K_{см.э.а}, \quad (9.56)$$

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену осветительных приемников определяется по формуле:

$$P_{см.о} = K_{с.о} P_{ном.о}, \quad (9.57)$$

где $K_{с.о}$ — коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки.

Значения $K_{с.о}$ увеличиваются по направлению от ввода к потребителям; для линий групповой сети $K_{с.о}$ принимается равным 1,0. Коэффициент спроса осветительных нагрузок всех звеньев сети аварийного освещения, а также сети наружного освещения следует принимать равным 1,0.

Установленная мощность приемников освещения $P_{у.о}$ может быть определена по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола, принимаемой по справочным данным, при известной производственной площади.

Среднегодовую мощность, потребляемую цехом или предприятием в целом, находят по соотношениям:

$$P_{сг} = \mathcal{E}_{а.г} / T_{г}; \quad (9.58)$$

$$Q_{сг} = \mathcal{E}_{р.г} / T_{г}, \quad (9.59)$$

или определяют по выражениям:

$$P_{сг} = K_{и.а.г} P_{ном}; \quad (9.60)$$

$$Q_{сг} = K_{и.р.г} Q_{ном}, \quad (9.61)$$

где $K_{и.а.г}$, $K_{и.р.г}$ — среднегодовые значения коэффициентов использования по активной и реактивной мощности:

$$K_{и.а.г} = K_{с.э.а} K_{и.а}; \quad (9.62)$$

$$K_{и.р.г} = K_{с.э.р} K_{и.р}. \quad (9.62а)$$

Среднюю полную мощность $S_{см}$, $S_{сг}$ и средний ток $I_{см}$, $I_{сг}$ за наиболее загруженную смену или за год для трехфазной сети находят по значениям средних мощностей за соответствующий период времени из выражений (9.35а), в которые подставляют значения $P_{см}$ или $P_{сг}$ вместо $P_{ср}$ и $Q_{ср}$ или $Q_{сг}$ вместо $Q_{ср}$, а для постоянного тока по формулам:

$$\begin{aligned} I_{см} &= P_{см} / U_{ном}; \\ I_{сг} &= P_{сг} / U_{ном}. \end{aligned} \quad (9.63)$$

Определение среднеквадратичной мощности может быть произведено по выражениям (9.36), (9.36а), а в условиях эксплуатации по показаниям счетчиков электроэнергии согласно выражениям:

$$P_{ск} = K_{ф.а} P_{с}; \quad (9.64)$$

$$Q_{ск} = K_{ф.р} Q_{с}, \quad (9.64а)$$

где коэффициенты формы $K_{ф.а}$, $K_{ф.р}$ определяют опытным путем с помощью формул, аналогичных (9.12).

9.8. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Наиболее часто расход электроэнергии определяется за год, реже — за месяц или наиболее загруженную смену. Годовой расход активной электроэнергии для отдельных цехов и предприятий в целом находят по соотношениям

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{а.г} &= P_{сг} T_{г} = K_{и.г} P_{ном} T_{г} = \\ &= K_{см.э.а} P_{см} T_{г}, \end{aligned} \quad (9.65)$$

где $T_{г}$ — годовой фонд рабочего времени.

Если для данного вида производства значение годового коэффициента сменности по энергоиспользованию $K_{см.э.а}$ неизвестно, а в технологическом задании имеются сведения об относительных нагрузках других (менее загруженных) смен, то годовой расход активной электроэнергии может быть определен по формуле

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{а.г} &= P_{см} (T_{г1} + K_{3.см2} T_{г2} + \\ &+ K_{3.см3} T_{г3} + K_{3.см4} T_{г4}) K_{пр}, \end{aligned} \quad (9.66)$$

где $P_{\text{см}}$ — средняя мощность наиболее загруженной смены; $T_{\text{г}1}$, $T_{\text{г}2}$, $T_{\text{г}3}$, $T_{\text{г}4}$ — годовые продолжительности работы (годовой фонд рабочего времени) отдельных смен (первой, второй, третьей и четвертой); $K_{3.\text{см}2}$, $K_{3.\text{см}3}$, $K_{3.\text{см}4}$ — коэффициенты, учитывающие степень загрузки менее загруженных второй, третьей и четвертой смен, представляющие собой отношение расчетных максимумов отдельных менее загруженных смен к максимуму наиболее загруженной первой смены; $K_{\text{пр}} = K_{\text{пр}1}K_{\text{пр}2}$ — коэффициент, учитывающий работу в выходные и праздничные дни ($K_{\text{пр}1} = 1,0 \div 1,05$) и месячные колебания нагрузки ($K_{\text{пр}2} = 0,8 \div 0,9$).

Сезонные изменения нагрузки при определении $\mathcal{E}_{\text{а.г}}$ следует учитывать введением соответствующего поправочного коэффициента $K_{\text{пр}3} < 1$ в величину $K_{\text{пр}}$. В общем случае коэффициент $K_{\text{пр}}$ в выражении (9.66) меньше 1. Для ориентировочных расчетов при невозможности определения $\mathcal{E}_{\text{а.г}}$ из выражений (9.65) и (9.66) допускается проводить вычисления по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{а.г}} = P_{\text{р}} T_{\text{м.а}}, \quad (9.67)$$

где $P_{\text{р}}$ — расчетная (длительная максимальная) нагрузка; $T_{\text{м.а}}$ — годовое число часов использования максимума активной мощности.

Величина $T_{\text{м.а}}$ для разных отраслей промышленности и разного числа рабочих смен приводится в отраслевых инструкциях или справочных материалах. При наличии прогрессивных норм удельного расхода электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении годовой расход электроэнергии $A_{\text{уд}}$, потребляемой цехом или предприятием в целом, определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{а.г}} = A_{\text{уд}} M, \quad (9.68)$$

где M — годовой выпуск продукции в натуральном выражении (т, м³ и т.п.).

Формула (9.68) может применяться и для любого другого, отличного от года,

периода. Величина $A_{\text{уд}}$ является интегральным показателем расхода электроэнергии на единицу продукции (например, 1 т проката, один экскаватор, 1 т азотной кислоты, 1 автомобиль и т.д.). В величину $A_{\text{уд}}$ входит и расход электроэнергии на все вспомогательные нужды производств и освещение цехов.

Расчет годового расхода активной электроэнергии по формуле (9.68) является контрольным по отношению к расчету по всем приведенным выше методам определения $\mathcal{E}_{\text{а.г}}$. Расчеты, выполненные по выражениям (9.65), (9.66) или (9.67), должны быть сопоставлены с результатами расчета по формуле (9.68). При расхождениях более чем на 10 % должны быть выяснены причины расхождений и внесены соответствующие коррективы в расчеты.

Годовой расход реактивной энергии для приемников с отстающим током определяется по формулам, аналогичным (9.65)—(9.67), т.е.

$$\mathcal{E}_{\text{р.г}} = K_{\text{с.э.р}} Q_{\text{см}} T_{\text{г}}; \quad (9.69)$$

$$\mathcal{E}_{\text{р.г}} \approx Q_{\text{см}} (T_{\text{г}1} + K_{3.\text{см}2} T_{\text{г}2} + K_{3.\text{см}3} T_{\text{г}3} + K_{3.\text{см}4} T_{\text{г}4}) K_{\text{пр}}; \quad (9.70)$$

$$\mathcal{E}_{\text{р.г}} = Q_{\text{р}} T_{\text{м.р}}, \quad (9.71)$$

либо по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{р.г}} = \mathcal{E}_{\text{а.г}} \text{tg } \varphi_{\text{г}}, \quad (9.72)$$

где $Q_{\text{см}}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену; $Q_{\text{р}}$ — расчетная реактивная мощность; $T_{\text{м.р}}$ — годовое число часов использования максимума реактивной мощности; $\text{tg } \varphi_{\text{г}}$ соответствует средневзвешенному за год значению коэффициента мощности данной группы потребителей цеха или предприятия в целом.

Остальные символы имеют те же значения, что и приведенные выше. Величину $T_{\text{м.р}}$ аналогично $T_{\text{м.а}}$ находят по отраслевым инструкциям или справочным материалам для соответствующего производства.

При наличии в группе (цехе, предприятии) приемников, работающих с опережающим током (синхронных компенсаторов,

батареи статических конденсаторов или синхронных двигателей, работающих с перевозбуждением), вырабатываемая ими реактивная энергия вычисляется отдельно и вычитается из годового количества реактивной энергии, потребляемой приемниками, работающими с отстающим током.

Общее годовое количество реактивной энергии, отдаваемой синхронными двигателями и конденсаторами, определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{p.r} = (\gamma_{c.d} Q_{c.d} + Q_{ном.к}) T_r + Q_{к.у} T_r, \quad (9.73)$$

где $\gamma_{c.d}$ — коэффициент использования компенсирующей способности синхронных двигателей, который при определении электрических нагрузок может быть принят равным 1,0; $Q_{ном.к}$ — реактивная мощность конденсаторных устройств; $Q_{к.у}$ — реактивная мощность компенсирующих устройств.

Годовое число часов работы силовых приемников $T_{г.с}$ зависит от характера производства и технологического процесса и может быть определено из выражения

$$T_{г.с} = (365 - m)nT_{см}k_p - T_{пр}, \quad (9.74)$$

где m — число нерабочих дней в году; n — число смен; $T_{см}$ — продолжительность смены, ч; k_p — коэффициент, учитывающий время ремонта и другие простои производства, принимаемый в пределах 0,96—0,98; $T_{пр}$ — годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные и предпраздничные дни.

Годовое число часов работы предприятий, за исключением цехов с непрерывным производством, в зависимости от числа и продолжительности смен можно принимать по данным табл. 9.4. Для предприятий

и цехов с непрерывным производством (электролиз, горячие цеха и т.п.) годовое число часов работы соответственно увеличивается.

Годовой расход активной энергии для осветительных приемников определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{a.o.g} = K_{c.o} P_{ном.o} T_{м.o}, \quad (9.75)$$

где $K_{c.o}$ — коэффициент спроса осветительных установок; $T_{м.o}$ — годовое число часов использования осветительного максимума, значения которого принимаются по справочным материалам в зависимости от географической широты местности, числа рабочих смен, продолжительности рабочей недели и назначения осветительной установки (внутреннее, наружное, рабочее или аварийное освещение и т.п.).

Годовое число часов работы приемников электрического освещения (число часов горения ламп) может быть вычислено по формулам:

рабочее освещение

$$T_{г.p.o} = (365 - m) \frac{T_1 + T_2}{2} + T_{д.п}; \quad (9.76)$$

аварийное освещение

$$T_{г.a.o} = 365 \frac{T_1' + T_2'}{2} + T_{д.п}; \quad (9.76a)$$

наружное освещение

$$T_{г.н.o} = 365 \frac{T_1'' + T_2''}{2} + T_{д.п}, \quad (9.76b)$$

где m — число нерабочих дней в году; T_1 , T_1' и T_1'' — продолжительность включения освещения в наиболее продолжительную

Таблица 9.4. Годовое число часов работы предприятий в зависимости от числа и продолжительности смен

Продолжительность смены $T_{см}$, ч	Годовое число часов работы T при числе смен		
	1	2	3
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

зимнюю ночь (22 декабря); T_2 , T_2' и T_2'' — продолжительность включения освещения в наиболее короткую летнюю ночь (22 июня); $T_{д.п}$ — дополнительное число часов включения в пасмурные дни.

9.9. ВЫБОР МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

В зависимости от стадии проектирования и места расположения расчетного узла в схеме электроснабжения применяются упрощенные или более точные методы определения электрических нагрузок.

Проектирование электроснабжения промышленных предприятий осуществляется, как правило, в два этапа: стадия проектного задания и стадия рабочих чертежей. На стадии проектного задания (или технического проекта) предварительный расчет электрических нагрузок производится приближенно на основании, например, данных о суммарной установленной мощности отдельных потребителей (отделения, цеха, корпуса и т.п.). На стадии рабочих чертежей производится окончательный уточненный расчет электрических нагрузок с использованием конкретных данных о единичных приемниках отделений, цехов и т.п.

Определение расчетных нагрузок выполняется от низших к высшим ступеням системы электроснабжения по отдельным расчетным узлам в сетях напряжением до 1 кВ и выше. На рис. 9.2 представлен участок схемы электроснабжения промышленного предприятия с указанием наиболее характерных узлов, для которых производится расчет электрических нагрузок.

Расчет электрических нагрузок характерных узлов системы электроснабжения выполняется в целях выбора сечений питающих и распределительных сетей напряжением до 1 кВ и выше, числа и мощности трансформаторов трансформаторной подстанции (ТП), главной понизительной под-

станции (ГПП), сечений шин распределительных устройств ТП, распределительной подстанции (РП) и ГПП, коммутационной и защитной аппаратуры напряжением до 1 кВ и выше и т.п.

Применяемые в настоящее время в практике проектирования основные методы определения расчетных (ожидаемых) электрических нагрузок могут быть разделены на две группы:

1) метод, согласно которому расчетная нагрузка определяется умножением величины установленной мощности на коэффициент, меньший единицы, т.е.

$$P_p = KP_{ном}; \quad (9.77)$$

2) методы, в соответствии с которыми расчетную нагрузку можно определить либо умножением средней нагрузки на коэффициент, меньший единицы, т.е.

$$P_p = KP_{ср}, \quad (9.78)$$

либо добавлением к средней нагрузке некоторой величины, характеризующей отклонение расчетной нагрузки σ от средней, т.е.

$$P_p = P_{ср} + \sigma. \quad (9.79)$$

К первой группе следует отнести метод определения расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса. Ко второй группе относятся следующие методы определения расчетной нагрузки: по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки; по средней мощности и коэффициенту максимума нагрузки (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки); по средней мощности и среднеквадратичному отклонению (статистический метод).

Особую группу составляют методы определения расчетных нагрузок по удельным показателям производства, а именно: по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за технологический период; по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

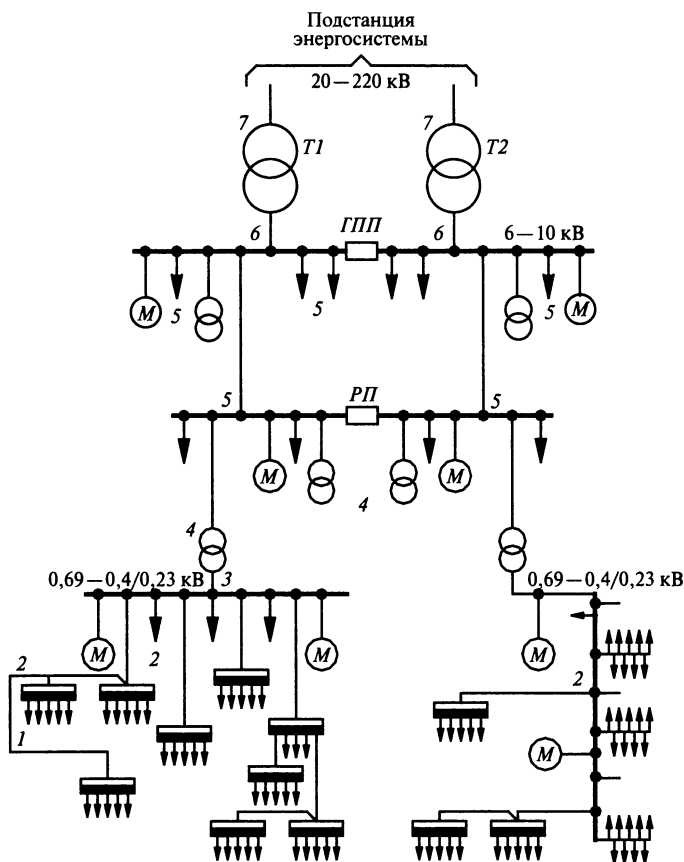


Рис. 9.2. Участок схемы электроснабжения промышленного предприятия с нанесением характерных узлов расчета:

$T1, T2$ — системные силовые трансформаторы; $ГПП$ — главная понижающая подстанция; $РП$ — распределительная подстанция; $М$ — электродвигатели; 1 — приемник электроэнергии; 2 — шины распределительной сборки или магистрального шинопровода; 3 — шины распределительного устройства трансформаторной подстанции на напряжение до 1 кВ; 4 — трансформаторы на понижающей трансформаторной подстанции; 5 — шины распределительной подстанции (РП); 6 — шины ГПП; 7 — линии, питающие предприятие

Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных электрических нагрузок следующие:

1. Для расчета нагрузок по отдельным группам приемников и узлам напряжением до 1 кВ в цеховых сетях (см. рис. 9.2, поз. 1, 2) следует использовать метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок согласно указаниям [9.4] и статистический метод.

2. Для определения расчетных нагрузок на высших ступенях системы электро-

снабжения, начиная с цеховых шинопроводов или шин цеховых трансформаторных подстанций и кончая линиями, питающими предприятие (см. рис. 9.2, поз. 3—7), следует применять методы расчета, основанные на использовании величин средней мощности и коэффициентов мощности K_m (максимальной), коэффициентов формы K_f и коэффициента одновременности на интервале осреднения K_{OT} . В большинстве слу-

часов значения K_m и K_{ϕ} практически находятся в пределах 1,05—1,2, K_{OT} равен 0,05.

3. При ориентировочных расчетах (на стадии проектного задания) на высших ступенях системы электроснабжения (см. рис. 9.2, поз. 3—7) возможно применение метода расчета по установленной мощности и K_c , а в некоторых частных случаях — по удельным показателям потребления электроэнергии.

Ниже более подробно рассмотрены методы определения расчетных нагрузок, даны конкретные указания по возможным областям их применения и приведены примеры практического решения.

9.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО УДЕЛЬНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Определение расчетной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции. Для приемников электроэнергии, имеющих неизменные или мало меняющиеся (практически постоянные) графики индивидуальной, а следовательно, и групповой нагрузок в наиболее загруженную смену, расчетная нагрузка принимается равной средней за наиболее загруженную смену. Коэффициенты включения этих приемников равны 1,0, а коэффициенты загрузки меняются мало.

Для приемников, имеющих практически постоянный график нагрузки, расчетную нагрузку, совпадающую со средней, рекомендуется определять по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени:

$$P_p = P_{cm} = \frac{M_{cm} A_{уд}}{T_{cm}}, \quad (9.80)$$

где $A_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт · ч; M_{cm} — количество продукции, выпускаемой за смену (производительность установки за смену); T_{cm} — продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

При наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $A_{уд}$ и годовом объеме выпускаемой продукции M цеха или предприятия в целом расчетная нагрузка вычисляется по формуле

$$P_p = \frac{A_{уд} M}{T_{м.а}}, \quad (9.80a)$$

где $T_{м.а}$ — годовое число часов использования максимальной активной нагрузки по цеху.

Если известны данные об удельных расходах электроэнергии по отдельным технологическим агрегатам ($A_{уд i}$), то расчетная нагрузка может быть определена по выражениям:

для цеха

$$P_{p.ц} = \frac{\sum_1^n A_{уд i} M}{T_{м.а.ц}} + P_{p.оц}, \quad (9.80б)$$

для завода в целом

$$P_{p.з} = \left(\sum_1^m P_{p.ц i} + P_{p.о3} \right) K_{p.м}, \quad (9.80в)$$

где $A_{уд i}$ — расходы электроэнергии по отдельным агрегатам; M — выпуск продукции; $P_{p.оц}$, $P_{p.о3}$ — расчетные нагрузки за наиболее загруженную смену соответственно общецеховых и общезаводских приемников, которые определяются в зависимости от их режима и графика работы; $T_{м.а.ц}$ — число часов использования максимума активной нагрузки цеха (принимается по отраслевым инструкциям или справочным данным); n — число агрегатов цеха; m — количество цехов завода; $K_{p.м}$ — коэффициент расчетного максимума.

Удельные расходы электроэнергии по отдельным видам продукции приведены в справочных материалах.

Определение расчетной нагрузки по удельной мощности на единицу производственной площади. Расчетная нагрузка

группы приемников по удельной мощности может быть определена по формуле

$$P_p = p_0 F, \quad (9.81)$$

где F — площадь размещения приемников группы, м^2 ; p_0 — удельная расчетная мощность на 1 м^2 производственной площади, кВт/м^2 .

Для определения расчетной нагрузки по всему цеху в целом формула (9.80) применима, но для величины p_0 должно быть принято ее среднее значение, определенное по опытным значениям нагрузок в целом для аналогичных цехов. Расчетные удельные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным.

9.11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТУ СПРОСА

Для группы однородных по режиму работы приемников расчетную нагрузку определяют по выражениям:

$$P_p = K_c P_{\text{ном}}; \quad (9.82)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi; \quad (9.82a)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = P_p / \cos \varphi, \quad (9.82b)$$

где K_c — коэффициент спроса данной характерной группы приемников, принимаемый по справочным материалам; $\operatorname{tg} \varphi$ соответствует характерному для данной группы приемников $\cos \varphi$, определяемому по справочным материалам.

Величина K_c может быть принята также в зависимости от величины коэффициента использования $K_{\text{и}}$ для значения коэффициента включения $K_{\text{в}}$, равного 0,8:

$K_{\text{и}} \dots$	0,4	0,5	0,6
$K_c \dots$	0,5	0,6	0,65—0,7
$K_{\text{и}} \dots$	0,7	0,8	0,9
$K_c \dots$	0,75—0,8	0,85—0,9	0,92—0,95

Расчетная нагрузка узла системы электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия) определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп приемников, входящих в данный узел, с учетом коэффициента разновременности максимумов нагрузки, т.е. по выражению

$$S_p = \sqrt{\left(\sum_1^n P_p\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_p\right)^2} K_{\text{р.м}}, \quad (9.83)$$

где $\sum_1^n P_p$ — сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп приемников, определяемых по формуле (9.82); $\sum_1^n Q_p$ —

сумма расчетных реактивных нагрузок отдельных групп приемников, определяемых по формуле (9.82a); $K_{\text{р.м}}$ — коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп приемников, принимаемый в пределах 0,85—1,0 в зависимости от места нахождения данного узла в системе электроснабжения предприятия. Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса есть грубо приближенный метод оценки расчетной нагрузки, и поэтому в общем случае он может быть рекомендован только для предварительных расчетов узлов системы электроснабжения, включающих значительное количество приемников электроэнергии (отделение, цех, корпус или завод в целом).

9.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТУ ФОРМЫ

Для группы приемников нагрузку определяют по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки $K_{\text{ф}}$ по следующим выражениям:

$$P_p = K_{\text{ф.а}} P_{\text{см}}; \quad (9.84)$$

$$Q_p = K_{\text{ф.р}} Q_{\text{см}} \text{ или } Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi; \quad (9.84a)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (9.846)$$

Следовательно, по данному методу расчетная нагрузка принимается равной среднеквадратичной, т.е. $P_p = P_{ск}$, $Q_p = Q_{ск}$ [см. выражения (9.64) и (9.64а)]. Допущение равенства расчетной нагрузки среднеквадратичной в общем случае неприемлемо, но в некоторых случаях среднеквадратичная нагрузка может быть непосредственно использована как расчетная. Например, для групп приемников с повторно-кратковременным режимом работы выражение (9.84) справедливо во всех случаях. Согласно принципу максимума средней нагрузки оно вполне приемлемо для групп приемников с длительным режимом работы с групповым циклом $T_{ц} \ll 3T_0$, например для вспомогательных приводов реверсивных станов горячей прокатки.

Формулы (9.84), (9.84а) и (9.84б) могут быть рекомендованы для определения расчетных нагрузок цеховых шинопроводов, на шинах низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций, на шинах РП, главной распределительной подстанции (ГРП), ГПП при достаточно равномерных графиках нагрузок, когда значения коэффициента формы графика K_{ϕ} находятся в пределах от 1,0 до 1,2.

При расчете нагрузок отдельных узлов системы электроснабжения проектируемого предприятия коэффициенты формы могут быть приняты по опытным данным для соответствующих узлов системы электроснабжения действующего предприятия, аналогичного по технологическому процессу и производительности проектируемому.

На действующих предприятиях при ритмичной работе коэффициент формы определяют в течение нескольких дней по формуле (9.12) и принимают его среднее значение. Для предприятий, работающих неритмично, коэффициент формы следует определять за характерные сутки.

Когда опытным путем установить групповой коэффициент формы графика нагрузки

по тем или иным причинам затруднительно, можно с достаточной степенью точности полагать $K_{\phi} = 1,1 \div 1,2$, при этом он уменьшается по направлению от низших к высшим ступеням системы электроснабжения. При определении расчетной нагрузки по формулам (9.84) и (9.84а) среднюю мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$, $Q_{см}$ в условиях проектирования находят одним из указанных ниже способов: по известным данным установленной мощности и коэффициенту использования $K_{и}$ по формулам (9.42) — (9.44), (9.52) и (9.53); по известным данным среднегодовой нагрузки и коэффициенту сменности по энергоиспользованию $K_{см.э}$ по уравнениям (9.54) и (9.55); по известным данным удельных расходов электроэнергии и производительности цеха или предприятия в единицах продукции по формуле (9.80); по известным данным средней удельной нагрузки на единицу производственной площади по выражению (9.81).

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, определенная расчетным путем, в условиях эксплуатации может быть сопоставлена с вычисленной по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

9.13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧНОМУ ОТКЛОНЕНИЮ

Расчетная нагрузка группы приемников определяется двумя интегральными показателями: средней нагрузкой P_T и среднеквадратичным отклонением (уклонением) σ_T — по формуле:

$$P_{pT} = P_T \pm \beta \sigma_T, \quad (9.85)$$

где β — принятая кратность меры рассеяния (уклонения), а индекс T указывает на отношение величины к длительности интервала осреднения нагрузки.

Выражение (9.82) принято, согласно закону нормального распределения, считать справедливым, начиная с эффективного числа приемников $n_3 = 6 \div 8$ при установившемся технологическом режиме и даже при меньших значениях n_3 [9.4].

Для группового графика нагрузки средняя нагрузка при достаточно большом m равна:

$$P_T = P_{cp} = \frac{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_m}{m}, \quad (9.86)$$

где m — число отрезков длительностью $T = 3T_0$ (в течение которой перегрев рассматриваемой токоведущей части может почти достигнуть установившегося значения), на которое разбит групповой график нагрузок, построенный для достаточно длительного периода времени.

Тогда отклонение для данного группового графика нагрузки будет равно:

$$\sigma_T = \sigma_{cp} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (P_i - P_T)^2}{m}}. \quad (9.87)$$

Вероятность того, что средняя нагрузка любой группы приемников превзойдет $P_{pT} = P_T \pm \beta \sigma_T$, будет равна $Вер(\beta)$.

Интегральная кривая нормального распределения нагрузок $Вер(\beta) = f(\beta)$ представлена на рис. 9.3.

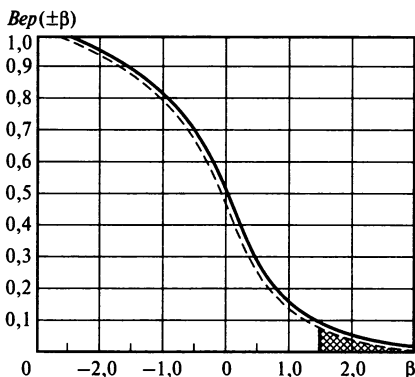


Рис. 9.3. Интегральная кривая нормального распределения нагрузок

При выборе параметров токоведущих частей без учета теплового износа изоляции принимается расчетное значение $\beta_p = +2,5$, т.е. расчетная нагрузка в этом случае равна

$$P_{pT} = P_T + 2,5\sigma_T \quad (9.88)$$

и частота появления цикла продолжительностью T с нагрузкой $P_T + 2,5\sigma_T$ составляет $Вер(+2,5) = 0,005$ (рис. 9.3).

Для определения расчетной нагрузки линии, питающей n однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, выражение (9.88) может быть представлено в следующем виде:

$$\begin{aligned} P_{pT} &= P_T + 2,5\sigma_T = \\ &= K_{иТ} \sum_{i=1}^n P_{ном i} + 2,5 \sqrt{\sum_{i=1}^n (\sigma_{оТ} P_{ном i})^2} = \\ &= K_{иТ} P_{ном} + 2,5\sigma_{оТ} P_{ном} \sqrt{n}, \quad (9.88a) \end{aligned}$$

где $\sigma_{оТ}$ — относительное уклонение для нагрузки одного приемника и интервала осреднения длительностью T .

Учитывая, что для группы приемников одинаковой мощности $p_{ном} = P_{ном}/n$ выражение (9.88a) может быть переписано в виде:

$$\begin{aligned} P_{pT} &= \left(K_{иТ} + \frac{2,5\sigma_{оТ}}{\sqrt{n}} \right) P_{ном} = \\ &= \left(K_{иТ} + \frac{2,5\sigma_{о(30)}}{\sqrt{\alpha n}} \right) P_{ном} = K_{сТ} P_{ном}, \quad (9.88б) \end{aligned}$$

где $\alpha = T/30$ — коэффициент, характеризующий, во сколько раз время T , необходимое для нагрева проводника до установившейся температуры, больше 30 мин; $\sigma_{о(30)}$ — относительное отклонение нагрузки одного приемника на интервале 30 мин; $K_{сТ}$ — коэффициент спроса для интервала осреднения T , характеризуемый двумя величинами:

$$K_{иТ} = P_T / P_{ном}; \quad \sigma_{оТ} = \sigma_T \sqrt{n} / P_{ном}.$$

Для групп приемников различной мощности (наиболее общий случай) выражение (9.88) может быть представлено в виде:

$$\begin{aligned} P_{pT} &= \left(K_{иТ} + \frac{2,5\sigma_{оТ}}{\sqrt{n_3}} \right) P_{ном} = \\ &= \left(K_{иТ} + \frac{2,5\sigma_{о(30)}}{\sqrt{\alpha n_3}} \right) P_{ном} = \\ &= (K_{иТ} + K_{оТ}) P_{ном}, \quad (9.88в) \end{aligned}$$

где $K_{оТ}$ — относительное отклонение приведенного единичного приемника.

Относительное уклонение $\sigma_{оТ}$ для нагрузки одного приемника и интервала осреднения T определяется в зависимости от $K_{иТ}$ на основе составляемых по данным опытов корреляционных функций $K_{оТ}$ от $K_{иТ}$. В общем случае, учитывая зависимость, которая может быть дана в виде [9.5]:

$$\sigma_{оТ} = \frac{0,30 - 0,25 K_{иТ}}{\sqrt{\alpha}},$$

перепишем выражение (9.88в) следующим образом:

$$\begin{aligned} P_{pT} &= \left(K_{иТ} + \frac{2,5\sigma_{оТ}}{\sqrt{n_3}} \right) P_{ном} = \\ &= \left(K_{иТ} + \frac{2,5(0,30 - 0,25 K_{иТ})}{\sqrt{\alpha n_3}} \right) P_{ном} = \\ &= \left(K_{иТ} + \frac{0,75 - 0,63 K_{иТ}}{\sqrt{\alpha n_3}} \right) P_{ном} = \\ &= (K_{иТ} + K_{оТ}) P_{ном}, \quad (9.88г) \end{aligned}$$

где $K_{оТ}$ определяется в практических расчетах по кривым $K_{оТ} = f(\alpha, n_3)$, представленным на рис. 9.4, и по формуле:

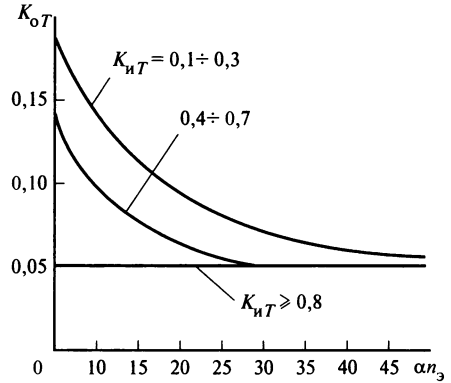


Рис. 9.4. Кривые $K_{оТ} = f(\alpha, n_3)$ для различных коэффициентов использования $K_{иТ}$

$$K_{оТ} = \frac{0,75 - 0,63 K_{иТ}}{\sqrt{\alpha n_3}}, \quad (9.89)$$

где $\alpha = T/30$ — коэффициент, характеризующий, во сколько раз время T , необходимое для нагрева проводника до установившейся температуры, больше 30 мин.

9.14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТУ МАКСИМУМА

Метод определения расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм) положен в основу «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [9.4]. Расчетная активная нагрузка группы приемников с переменным графиком нагрузки (на всех ступенях питающих и распределительных сетей, включая трансформаторы и преобразователи) определяется по средней мощности и коэффициенту максимума из выражения

$$P_p = K_m P_{см} = K_m K_{иТ} P_{ном}, \quad (9.90)$$

где $P_{см}$ — средняя мощность за наиболее загруженную смену.

Сущность практического применения метода упорядоченных диаграмм к определению расчетных нагрузок изложена в [9.4]. Рассмотрим основные положения метода.

В основу определения расчетной нагрузки положен принцип максимума средней нагрузки. Под расчетной нагрузкой понимается максимальная средняя нагрузка за интервал времени $T_{\text{оср}} = 3T_{\alpha(10)}$. В качестве интервала осреднения принято время $T_{\text{оср}} = 30$ мин ($T_{\alpha(10)} = 10$ мин). На этом основании выведена приближенная расчетная формула:

$$K_M = \left(1 + \frac{\sqrt{3} \sqrt{k_{\text{ф.к.}}^2 - 1}}{\sqrt{n_3}} \right) (AK_{\text{ф}} - B), \quad (9.91)$$

где $k_{\text{ф.к.}}$ — коэффициент формы упорядоченной диаграммы индивидуальных коэффициентов использования по активной мощности $k_{\text{и}}$; $K_{\text{ф}}$ — коэффициент формы группового графика нагрузки; A и B — расчетные коэффициенты:

$A = 4,1$ и $B = 3,1$ при $K_{\text{ф}} < 1,1$;

$A = 2,8$ и $B = 1,67$ при $1,1 < K_{\text{ф}} < 1,5$.

На основании зависимости $K_M = f(n_3, K_{\text{и}})$ построены упрощенные расчетные кривые

при различных значениях $K_{\text{и}}$ (рис. 9.5) для определения коэффициента максимума.

Более точно расчетная формула (9.90) может быть записана в виде

$$P_{\text{р}(30)} = K_{\text{м}(30)} P_{\text{см}}, \quad (9.90\text{а})$$

где $P_{\text{р}(30)}$ — расчетная активная нагрузка группы приемников при длительности интервала времени $T_{\text{оср}} = 30$ мин или так называемый получасовой (30-минутный) максимум нагрузки; $P_{\text{см}}$ — средняя активная мощность группы приемников за наиболее загруженную смену; $K_{\text{м}(30)}$ — коэффициент максимума активной мощности при длительности интервала осреднения 30 мин, определяемый по кривым $K_M = f(n_3)$ (см. рис. 9.5 или табл. 9.4) при известных значениях $K_{\text{и}}$ и n_3 . В тех случаях, когда выбираемый по нагреву проводник имеет постоянную времени нагрева T_0 , значительно превышающую 10 мин (см. табл. 9.1), расчетная нагрузка, определенная по 30-минутному интервалу осреднения, должна быть пересчитана на максимум другой, большей длительности. Расчетная

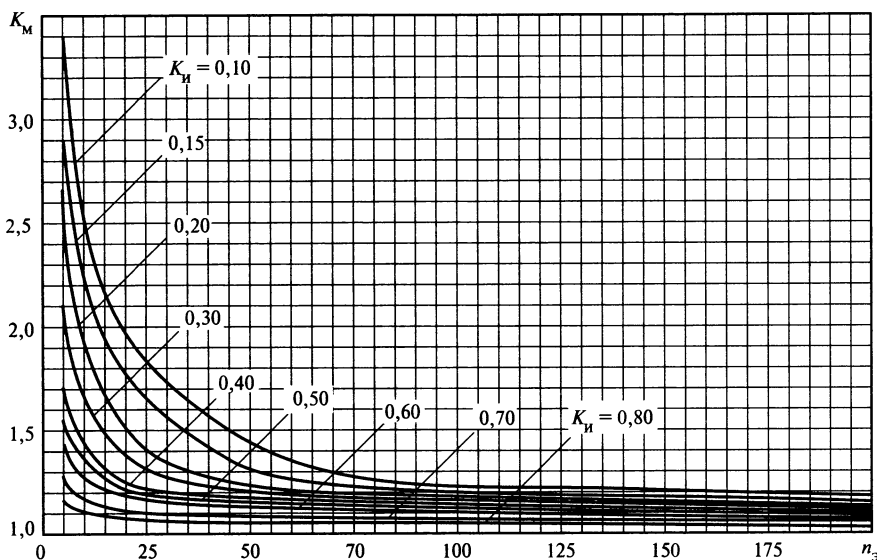


Рис. 9.5. Кривые коэффициентов максимума K_M для различных коэффициентов использования $K_{\text{и}}$ в зависимости от эффективного числа приемников n_3

формула (9.90а) в указанном случае может быть представлена в виде

$$P_{pT} = K_{mT} P_{см}, \quad (9.90б)$$

где P_{pT} — расчетная активная нагрузка группы приемников при длительности интервала осреднения $T > 30$ мин; K_{mT} — коэффициент максимума продолжительностью $T_0 > 30$ мин, определяемый по формуле:

$$K_{mT} = 1 + \frac{K_m - 1}{\sqrt{2T}}; \quad (9.92)$$

K_m — коэффициент максимума при $T_{оср} = 0,5$ ч (найденный по кривым рис. 9.5 или табл. 9.3); K_{mT} — то же, но при $T_{оср}$, отличным от 0,5 ч.

Числовые значения коэффициента использования $K_{и}$ для отдельных характерных групп приемников принимаются по справочным материалам. Средняя активная мощность группы приемников за наиболее загруженную смену определяется по выражению (9.42).

Расчетная реактивная нагрузка группы приемников с переменным графиком нагрузки (при индивидуальном характере нагрузки) принимается равной:

$$\text{при } n_3 \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_{см}; \quad (9.93)$$

$$\text{при } n_3 > 10 \quad Q_p = Q_{см}, \quad (9.93а)$$

где $Q_{см}$ — средняя реактивная мощность группы приемников за наиболее загруженную смену, определяемая по формуле (9.43) или (9.44).

Полные расчетные нагрузки $S_{p(30)}$ или S_{pT} определяются по формулам, подобным, например, (9.82б).

Определение расчетной нагрузки по формулам (9.90а), (9.90б) возможно только при числе эффективных приемников группы n_3 , равном 4 и более, так как расчетная формула для $K_{m(30)}$ (9.91) строго обоснована для $n_3 \geq 5$ (групповая нагрузка

при $n \rightarrow \infty$ подчиняется нормальному закону распределения; на опыте это подтверждается уже при числе тождественных приемников более 5), а кривые $K_m = f(n_3)$ экстраполированы только до $n_3 = 4$ (см. рис. 9.5).

При небольшом эффективном числе приемников ($n_3 < 4$) рекомендуются следующие упрощенные способы определения расчетной нагрузки:

1. Расчетная нагрузка группы (или многодвигательного привода), содержащей три и менее фактических приемника, принимается равной сумме номинальных мощностей этих приемников, т.е.

$$P_p = \sum_1^n P_{ном i}; \quad (9.94)$$

$$Q_p = \sum_1^n q_{ном i} = \sum_1^n P_{ном i} \operatorname{tg} \varphi_{ном i}, \quad (9.94а)$$

где n — число фактических приемников в группе (до трех); $\operatorname{tg} \varphi_{ном i}$ отвечает номинальному коэффициенту мощности $\cos \varphi_{ном i}$ -го приемника.

При отсутствии данных о значении $\cos \varphi_{ном}$ оно может быть принято для электродвигателей с длительным режимом работы равным 0,8, а для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом (ПКР) 0,7.

Таким образом, для ответвлений от распределительных шкафов или магистралей к отдельным приемникам единственным параметром для расчета их по нагреву является номинальная мощность приемника.

2. При числе фактических приемников в группе больше трех или многодвигательном приводе, но при числе эффективных приемников меньше четырех расчетная нагрузка принимается равной сумме произведений номинальных мощностей $P_{ном i}$ на

характерные для этих приемников коэффициенты загрузки:

$$P_p = \sum_1^n P_{\text{ном } i} k_{3i}; \quad (9.95)$$

$$Q_p = \sum_1^n q_{\text{ном } i} k_{3.p i} = \\ = \sum_1^n P_{\text{ном } i} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном } i} k_{3i}, \quad (9.95a)$$

где n — число фактических приемников в группе (больше трех); k_{3i} — характерный коэффициент загрузки по активной мощности i -го приемника; $k_{3.p i}$ — коэффициент загрузки по реактивной мощности i -го приемника.

При отсутствии сведений о коэффициенте загрузки k_3 и $\cos \varphi_{\text{ном}}$ могут быть приняты их средние значения: для приемников с длительным режимом работы — соответственно 0,9 и 0,8, а для приемников с повторно-кратковременным режимом — соответственно 0,75 и 0,7. При наличии в группе крупных приемников (мощностью 100 кВт и более) необходимо учитывать график нагрузок и их режим работы при оценке величины k_{3i} .

Определение расчетной нагрузки рассмотренными упрощенными способами приводит, как правило, к завышенному результату и допускается только для данной небольшой группы приемников или многодвигательного привода.

Для групп приемников длительного режима работы с практически постоянным графиком нагрузок ($K_n \geq 0,6$, коэффициент включения $K_b \approx 1$ и коэффициент заполнения графика нагрузки по активной мощности за наиболее загруженную смену $K_{3.г} \geq 0,9$) коэффициент максимума может быть принят равным 1,0, а расчетная нагрузка группы таких приемников — равной средней за наиболее загруженную смену, т.е.

$$P_p = P_{\text{см}}; \quad (9.96)$$

$$Q_p = Q_{\text{см}}. \quad (9.96a)$$

Расчетная реактивная нагрузка от синхронных двигателей принимается равной

средней за наиболее загруженную смену [см. (9.43) или (9.44)], а от статических конденсаторов — номинальной мощности с пересчетом последней на фактическое напряжение сети [см. (9.45)].

Выявление приемников с практически постоянным графиком нагрузки производится по данным эксплуатации или обследования. В случае, если такие данные отсутствуют, все приемники относятся к приемникам с переменным графиком нагрузки.

Расчетная нагрузка группы осветительных приемников $P_{p.o}$ принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену [см. (9.57)].

Для определения расчетной нагрузки группы однофазных приемников, равномерно распределенных по фазам трехфазной сети, которые учитываются в расчетах как трехфазные приемники эквивалентной мощности, используются расчетные формулы (9.90) и (9.93), или (9.94), или (9.95) в зависимости от величины n_3 (соответственно при $n_3 \geq 0,4$ или $n_3 < 0,4$).

Условные расчетные нагрузки трехфазной сети от группы однофазных приемников (при числе их более трех) с переменным графиком нагрузки и однородным режимом работы (одинаковые k_n и $\cos \varphi$), включенных на фазное или линейное напряжение и распределенных неравномерно по фазам трехфазной сети, вычисляются по формулам:

$$P_{p.y} = 3P_{\text{см.м.ф}} K_M = 3K_n K_M P_{\text{ном.м.ф}}; \quad (9.97)$$

$$\text{при } n_3 \leq 10$$

$$Q_{p.y} = 3Q_{\text{см.м.ф}} \cdot 1,1 = 3,3K_n Q_{\text{ном.м.ф}} = \\ = 3,3K_n P_{\text{ном.м.ф}} \operatorname{tg} \varphi; \quad (9.97a)$$

$$\text{при } n_3 > 10$$

$$Q_{p.y} = 3Q_{\text{см.м.ф}} = 3K_n P_{\text{ном.м.ф}} \operatorname{tg} \varphi, \quad (9.97b)$$

где $P_{\text{см.м.ф}}$, $Q_{\text{см.м.ф}}$ — средняя нагрузка за наиболее загруженную смену фазы трехфазной сети, имеющей наибольшую нагрузку от однофазных приемников.

Условные расчетные нагрузки трехфазной сети от группы однофазных приемников (при $n > 3$) с переменным графиком

нагрузки и различным режимом работы, включенных на фазное и линейное напряжение сети и не распределенных равномерно по фазам, определяются по выражениям (9.97), (9.97а) и (9.97б). При этом учитывается, что максимально загруженная фаза выбирается по средней нагрузке и коэффициент использования $K_{\text{и}}$ принимается соответствующим этой наиболее загруженной фазе и вычисляется по формуле:

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{см.м.ф}}}{\frac{P_{\text{ном.л.1}} + P_{\text{ном.л.2}}}{2} + P_{\text{ном.о.м.ф}}}, \quad (9.98)$$

где $P_{\text{ном.о.м.ф}}$ — суммарная номинальная мощность однофазных приемников, включенных на фазное напряжение наиболее загруженной фазы; $P_{\text{ном.л.1}}$, $P_{\text{ном.л.2}}$ — суммарные номинальные мощности однофазных приемников, включенных на линейное напряжение между наиболее загруженной фазой и смежными с ней в трехфазной системе.

Величину $K_{\text{м}}$ находят по кривым $K_{\text{м}} = f(n_3)$ (см. рис. 9.5 или табл. 9.4) в зависимости от значений $K_{\text{и}}$ и n_3 .

Для групп однофазных приемников с практически постоянным графиком нагрузки условные расчетные нагрузки трехфазной сети принимаются равными условным средним нагрузкам трехфазной сети от однофазных приемников за наиболее загруженную смену, т.е.

$$P_{\text{р.у}} = P_{\text{см.у}}; \quad (9.99)$$

$$Q_{\text{р.у}} = Q_{\text{см.у}}. \quad (9.99а)$$

9.15. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ОТДЕЛЬНЫХ УЗЛОВ СИСТЕМЫ

Определение расчетной нагрузки отдельных узлов системы электроснабжения промышленного предприятия, включающих в общем случае разнородные силовые приемники (с длительным повторно-кратковременным и кратковременным режи-

мами работы трехфазного и однофазного тока) напряжением до 1 кВ и выше и осветительные приемники, в соответствии с Указаниями [9.4] рекомендуется производить по средней мощности и коэффициенту максимума.

При определении расчетных нагрузок отдельных узлов системы электроснабжения в сетях до 1 кВ (силовые шкафы, шинопроводы, радиальные и магистральные линии, питающие различные группы приемников) применяются приведенные ниже методики расчета.

Расчетные нагрузки (активная, реактивная, полная) узла, включающего несколько групп трехфазных приемников с переменным графиком нагрузки и разными режимами работы [различные значения $K_{\text{и}}$ и $\cos\phi$], расчетные нагрузки которых найдены по формулам (9.90)—(9.95)], определяются по суммарной средней мощности за наиболее загруженную смену и коэффициенту максимума по выражениям:

$$P_{\text{р.уз}} = K_{\text{м}} \sum_{i=1}^n P_{\text{см.гр } i}; \quad (9.100)$$

при $n_3 \leq 10$

$$Q_{\text{р.уз}} = 1,1 \sum_{i=1}^n Q_{\text{см.гр } i}; \quad (9.100а)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_{\text{р.уз}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см.гр } i}; \quad (9.100б)$$

$$S_{\text{р.уз}} = \sqrt{P_{\text{р.уз}}^2 + Q_{\text{р.уз}}^2}, \quad (9.100в)$$

где $P_{\text{р.уз}}$, $Q_{\text{р.уз}}$, $S_{\text{р.уз}}$ — расчетные активная, реактивная и полная мощности узла; $P_{\text{см.гр } i}$, $Q_{\text{см.гр } i}$ — средние активная и реактивная мощности за наиболее загруженную смену i -й группы узла; n — число групп приемников в узле; n_3 — эффективное число групп приемников узла в целом; $K_{\text{м}}$ — коэффициент максимума нагрузки, определяемый по кривым $K_{\text{м}} = f(n_3)$ (см. рис. 9.5) в зависимости от средневзвешенного значения $K_{\text{и.уз}}$

и n_3 для узла в целом; при необходимости величина K_m может быть пересчитана на длительность $T > 30$ мин по формуле (9.92).

Средневзвешенное значение $K_{и.уз}$ для узла определяется по формуле:

$$K_{и.уз} = \frac{\sum_1^n P_{см.гр i}}{\sum_1^n P_{ном.гр i}}, \quad (9.101)$$

где $P_{ном.гр i}$ — номинальная активная мощность i -й группы; остальные обозначения те же, что и в формуле (9.100).

Если в узле системы электроснабжения, кроме указанных выше групп приемников, имеются и группы приемников с практически постоянным графиком нагрузки, то расчетная нагрузка узла (активная и реактивная) определяется алгебраическим сложением расчетной нагрузки приемников с переменным графиком нагрузок [см. (9.100)—(9.1006)] и средней (она же и расчетная) нагрузки за наиболее загруженную смену приемников с практически постоянным графиком нагрузок [см. (9.96)], т.е.

$$P_{р.уз} = K_m \sum_1^n P_{см.гр i} + \sum_1^m P_{см.гр j}, \quad (9.102)$$

где m — количество приемников с постоянной нагрузкой;

при $n_3 \leq 10$

$$Q_{р.уз} = 1,1 \sum_1^n Q_{см.гр i} + \sum_1^m Q_{см.гр j}; \quad (9.102a)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_{р.уз} = \sum_1^n Q_{см.гр i} + \sum_1^m Q_{см.гр j}, \quad (9.102b)$$

где $K_m \sum_1^n P_{см.гр i}$, $1,1 \sum_1^n Q_{см.гр i}$ и

$\sum_1^n Q_{см.гр i}$ — расчетные активная и реактивная нагрузки n групп приемников с перемен-

ным графиком нагрузок; $\sum_1^m P_{см.гр j}$,

$\sum_1^m Q_{см.гр j}$ — расчетные (средние) активная и реактивная нагрузки m групп приемников с мало меняющимся графиком нагрузок.

Расчетные нагрузки узла системы электроснабжения, включающего несколько групп однофазных приемников с разными режимами работы, равномерно распределенных по фазам трехфазной сети, определяются по выражениям (9.100)—(9.1006) или (9.102)—(9.1026), так как однофазные приемники рассматриваются как трехфазные приемники эквивалентной номинальной мощности.

Расчетные нагрузки узла системы электроснабжения, включающего группы трехфазных и однофазных приемников с переменным и постоянным графиками нагрузок (наиболее общий случай), определяют по выражениям:

$$P_{р.уз} = K_m \left(\sum_1^{n_1} P_{см.гр i} + \sum_1^{n_2} P_{см.уд.гр j} \right) + \sum_1^{m_1} P_{см.гр k} + \sum_1^{m_2} P_{см.уд.гр l}; \quad (9.103)$$

при $n_3 \leq 10$

$$Q_{р.уз} = 1,1 \left(\sum_1^{n_1} Q_{см.гр i} + \sum_1^{n_2} Q_{см.уд.гр j} \right) + \sum_1^{m_1} Q_{см.гр k} + \sum_1^{m_2} Q_{см.уд.гр l}; \quad (9.103a)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_{р.уз} = \sum_1^{n_1} Q_{см.гр i} + \sum_1^{n_2} Q_{см.уд.гр j} + \sum_1^{m_1} Q_{см.гр k} + \sum_1^{m_2} Q_{см.уд.гр l}, \quad (9.103b)$$

где n_1 — число групп приемников трехфазного тока с переменным графиком нагрузки; n_2 — то же приемников однофазного тока; m_1 — число групп приемников трехфазного тока с практически постоянным графиком нагрузки; m_2 — то же приемников однофазного тока; остальные обозначения см. выше.

При наличии в цехе резервных, ремонтных приемников (например, сварочных трансформаторов), а также приемников, работающих кратковременно (задвижки, вентили, дренажные насосы и т.п.), их мощности при подсчете средних нагрузок не учитываются. Но силовые пункты и питающие линии, к которым присоединены такие приемники, должны иметь соответствующий резерв для их питания.

При определении расчетной нагрузки в сетях напряжением до 1 кВ по трансформатору или подстанции в целом используются методики расчета, аналогичные изложенным выше, но при этом отдельно определяются расчетные нагрузки силовых приемников, освещения и статических конденсаторов, установленных на стороне низшего напряжения, и их значения алгебраически суммируются.

При наличии передвижных приемников (кранов), троллеи которых питаются от двух подстанций, их установленную мощность и среднюю нагрузку следует распределять поровну между подстанциями (источники питания в этих случаях должны иметь резерв мощности для покрытия нагрузок кранов).

Выбор мощности трансформаторов производится по расчетной нагрузке, при этом в целях обеспечения некоторого запаса пересчет максимума нагрузки на продолжительность, большую 30-минутной, не рекомендуется. В тех случаях, когда необходимо произвести выбор числа и мощности трансформаторов до разработки проекта размещения силового оборудования (неизвестно распределение приемников по силовым шкафам, магистралям и т.п.), все рабочие приемники, присоединенные к данному трансформатору или данной под-

станции, разбиваются по группам с одинаковыми $K_{\text{н}}$ независимо от того, от каких линий они питаются. Затем определяются средние и расчетные силовые нагрузки по трансформатору, как и для любого узла сети до 1 кВ, которые алгебраически складываются с осветительной нагрузкой и реактивной нагрузкой конденсаторов.

Расчетные нагрузки отдельных узлов системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ распределительной подстанции (РП), главной понизительной подстанции (ГПП) и др., к которым, кроме цеховых трансформаторов, подключены отдельные приемники (например, электродвигатели, печи), определяются по изложенной для сетей напряжением до 1 кВ методике без применения каких-либо понижающих коэффициентов.

Рекомендуется следующий порядок расчета.

1. Для групп силовых приемников с переменным графиком нагрузки напряжением до 1 кВ и выше: суммируются количество фактически установленных рабочих приемников узла, номинальные мощности и средние нагрузки приемников узла; выбирается номинальная мощность наибольшего приемника (таким, как правило, будет приемник напряжением выше 1 кВ); вычисляется средневзвешенный коэффициент использования активной нагрузки рассматриваемых групп приемников узла; определяются n_z и K_m , а затем — P_p и Q_p .

2. При наличии в узле групп приемников напряжением до 1 кВ и выше с практически постоянным графиком нагрузки суммарные данные о их числе, номинальной мощности и средних (расчетных) нагрузках записываются ниже соответствующих данных групп приемников с переменным графиком работы.

3. Подводятся итоги по числу, номинальной мощности, средним и расчетным нагрузкам всех силовых приемников (с переменным и практически постоянным графиком нагрузки) напряжением до 1 кВ и выше рассматриваемого узла.

4. Суммируются установленные мощности, средние и расчетные нагрузки осветительных приемников узла.

5. Суммируются номинальные мощности, средние и расчетные нагрузки компенсирующих устройств до 1 кВ и выше (батарей статических конденсаторов), если последние намечены к установке в данном узле.

6. Суммируются средние и расчетные активные и реактивные потери мощности в рабочих трансформаторах, входящих и рассматриваемый узел.

7. Подводятся итоговые данные по числу силовых приемников, номинальной мощности, средним и расчетным нагрузкам всех потребителей электроэнергии рассматриваемого узла системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ.

При определении n_3 по узлу напряжением выше 1 кВ в целом применяется формула (9.40) во всех возможных случаях. Величина K_m определяется по кривым на рис. 9.5 или по табл. 9.4 и при необходимости пересчитывается на продолжительность максимума T , отличную от 30-минутной, по формуле (9.92).

Потери в цеховых трансформаторах определяются по расчетным кривым, приведенным в справочниках, или принимаются ориентировочно равными

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_T &= (0,002 \div 0,025) S_T; \\ \Delta Q_T &= (0,105 \div 0,125) S_T \end{aligned} \right\} \quad (9.104)$$

при полной нагрузке трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А, применяемых в основном в качестве цеховых и имеющих $I_x = 5 \div 7\%$ и $u_k = 5,5\%$.

При наличии на предприятии крупных приемников с резко переменным графиком нагрузки (например, прокатных станов, мощных электропечей и др.) расчетная силовая нагрузка по предприятию в целом определяется суммированием расчетной нагрузки этих крупных приемников с расчетной нагрузкой прочих приемников предприятия. Расчетные нагрузки отдельных приемников с резко переменным графиком нагрузки необходимо определять на основа-

нии данных об удельных расходах электроэнергии этими приемниками и их графиков нагрузок, а при отсутствии последних — на основании уточненных по технологическим данным индивидуальных показателей режима работы.

При ориентировочных расчетах (например, сравнение вариантов) или на стадии проектного задания расчетная нагрузка отдельных узлов системы электроснабжения (цех или предприятие в целом) может быть упрощенно определена по годовому расходу активной энергии на основе удельного потребления активной энергии на единицу продукции в натуральном выражении или по удельной активной нагрузке на единицу площади цеха, принимаемым по данным аналогичных производств.

Годовой расход активной электроэнергии для цеха или предприятия в целом определяется по выражениям (9.68) или (9.67) и (9.81). Средняя годовая активная нагрузка $P_{ср.г}$ вычисляется по формуле (9.61), а расчетная — с учетом выражения (9.57) по формуле

$$P_p = K_m P_{см} = K_m \frac{P_{ср.г}}{K_{с.з}} = K_m \frac{\mathcal{E}_{а.г}}{T_r K_{с.з}}, \quad (9.105)$$

где K_m соответствует интервалу осреднения, равному 30 мин; $K_{с.з}$ — коэффициент спроса по электроэнергии; $T_r = 8760$ ч — годовое число использования электроэнергии; $\mathcal{E}_{а.г}$ — годовое потребление электроэнергии.

В зависимости от ожидаемой степени неравномерности нагрузки величина K_m принимается равной 1,05—1,1. Этот метод определения расчетных нагрузок применяется в основном для производств, имеющих достаточно надежные удельные показатели.

В случае отсутствия данных об удельном потреблении электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении или удельной плотности нагрузок на 1 м² производственной площади расчетную нагрузку цеха или предприятия в целом при ориентировочных расчетах и на стадии проектного задания допускается опреде-

лять по установленной мощности и средним значениям коэффициента спроса K_c по формулам (9.82)—(9.82б). При определении расчетной нагрузки предприятия в целом следует учитывать несовмещение максимумов отдельных цехов путем введения в расчеты коэффициента равномерности максимума нагрузки.

9.16. ПИКОВЫЕ НАГРУЗКИ

Максимальные нагрузки длительностью 1—2 с называются пиковыми нагрузками. Пиковый ток $I_{\text{пик}}$ группы приемников напряжением до 1 кВ, работающих при отстающем токе, с достаточной для практических расчетов точностью [9.4] определяется как арифметическая сумма наибольшего из пусковых токов электродвигателей, входящих в группу, и расчетного тока нагрузки всей группы приемников за вычетом номинального тока с учетом k_n электродвигателя, имеющего наибольший пусковой ток:

$$I_{\text{пик}} = i_{\text{п.макс}} + (I_p - k_n i_{\text{ном.макс}}), \quad (9.106)$$

где $i_{\text{п.макс}}$ — наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным; $i_{\text{ном.макс}}$ — номинальный (приведенный к ПВ = 100 %) ток двигателя с наибольшим пусковым током; k_n — коэффициент использования, характерный для электродвигателя, имеющего наибольший пусковой ток; I_p — расчетный ток нагрузки группы приемников.

В качестве наибольшего пикового тока одного приемника принимается: для электродвигателей — пусковой ток, для печных и сварочных трансформаторов — пиковый ток, токи определяются по данным завода-изготовителя. В случае отсутствия последних пусковой ток асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей может быть принят равным 5-кратному номинальному, пусковой ток двигателей постоянного тока или асинхронных с фазным ротором — не ниже 2,5-кратного номинального, пиковый ток печных

и сварочных трансформаторов — не менее 3-кратного номинального (паспортного, т.е. без приведения к ПВ = 100 %).

Пиковый ток группы электродвигателей, которые могут включаться одновременно, необходимо принимать равным сумме пусковых токов этих двигателей. Пиковый ток группы электродвигателей напряжением выше 1 кВ при их самозапуске определяется специальным расчетом. В некоторых случаях пиковый ток также определяется специальным расчетом, например для приемников с ударными нагрузками — крупных дуговых печей, безмаховичных главных приводов преобразовательных агрегатов прокатных станков и т.п.

Пиковая мощность машин контактной сварки может быть определена по паспортным данным по формуле

$$S_{\text{пик}} = u_{2\text{макс}} i_{2\text{макс}}, \quad (9.107)$$

где $u_{2\text{макс}}$ и $i_{2\text{макс}}$ — максимальные вторичное напряжение, В, и сварочный ток, кА, или приближенно принята равной 3-кратной номинальной нагрузке при номинальном повторно-кратковременном режиме [9.2].

9.17. РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Расчетную нагрузку групповых сетей освещения общедомовых помещений жилых зданий (лестничных клеток, вестибюлей, технических этажей и подполий, подвалов, чердаков, колясочных и т.п.), а также жилых помещений общежитий следует определять по светотехническому расчету с коэффициентом спроса, равным 1,0 [9.8].

Расчетная нагрузка $P_{\text{кв}}$ питающих линий, вводов и на шинах распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ трансформаторной подстанции (ТП) от электроприемников квартир определяется по формуле, кВт:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} n, \quad (9.108)$$

где $P_{\text{кв.уд}}$ — удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по табл. 9.5 в зависимости от числа квартир, присоеди-

ненных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру. Удельные электрические нагрузки установлены с учетом того, что расчетная неравномерность нагрузки при распределении ее по фазам трехфазных линий и вводов не превышает 15 %; n — количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ 0,4 кВ ТП от электроприемников квартир повышенной комфортности $P_{р.кв}$ определяется по формуле, кВт:

$$P_{р.кв} = P_{кв} n K_o = \left(\sum_{i=1}^n p_{ном i} \right) K_c, \quad (9.109)$$

где $P_{р.кв}$ — расчетная мощность электроприемников квартиры повышенной комфортности; K_c определяется по табл. 9.6; n — количество квартир; K_o — коэффициент одновременности для квартир повышенной комфортности, определяемый по табл. 9.7.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ 0,4 кВ ТП от общего освещения общежитий коридорного типа определяется с учетом коэффициента спроса K_c , принимаемого в зависимости от установленной мощности светильников P_y , приведенной ниже:

До 5 кВт	1,0
От 5 до 10 кВт.....	0,9
От 10 до 15 кВт.....	0,85
От 15 до 25 кВт.....	0,8
От 25 до 50 кВт.....	0,7
От 50 до 100 кВт.....	0,65
От 100 до 200 кВт.....	0,6
Свыше 200 кВт	0,55

Расчетная нагрузка $P_{р.г}$ групповых и питающих линий от электроприемников, подключаемых к розеткам в общежитиях коридорного типа, определяется по формуле, кВт,

$$P_{р.г} = P_{уд} n_p K_{o.p}, \quad (9.110)$$

где $P_{уд}$ — удельная мощность на 1 розетку, при числе розеток до 100 принимаемая 0,1 кВт, свыше 100 розеток — на 1 розетку 0,06 кВт; n_p — число розеток; $K_{o.p}$ — коэффициент одновременности для сети розеток,

определяемый в зависимости от числа розеток:

До 10 розеток	1,0
От 10 до 20 розеток.....	0,9
От 20 до 50 розеток.....	0,8
От 50 до 100 розеток.....	0,7
От 100 до 200 розеток.....	0,6
От 200 до 400 розеток.....	0,5
От 400 до 600 розеток.....	0,4
Более 600 розеток	0,35

Расчетная нагрузка питающих линий $P_{р.пл}$ вводов и на шинах РУ 0,4 кВ ТП от бытовых напольных электрических плит общежитий коридорного типа определяется по формуле, кВт:

$$P_{р.пл} = P_{пл} n_{пл} K_{с.пл}, \quad (9.111)$$

где $P_{пл}$ — установленная мощность электроплиты, кВт; $n_{пл}$ — число электроплит; $K_{с.пл}$ — коэффициент спроса, определяемый в зависимости от числа присоединенных плит.

Коэффициент спроса $K_{с.пл}$ должен приниматься:

1	— при 1 плите;
0,9	— при 2 плитах;
0,4	— при 20 плитах;
0,2	— при 100 плитах;
0,15	— при 200 плитах.

Коэффициенты спроса даны для электроплит с четырьмя конфорками. При определении коэффициента спроса для плит с тремя конфорками число плит следует учитывать с коэффициентом 0,75 числа установленных плит, с двумя конфорками — с коэффициентом 0,5.

Определение коэффициента спроса для числа плит, не указанного выше, производится интерполяцией.

Расчетная нагрузка вводов и на шинах 0,4 кВ ТП при смешанном питании от них общего освещения, розеток, кухонных электрических плит и помещений общественного назначения в общежитиях коридорного типа определяется как сумма расчетных нагрузок питающих линий, умноженная на 0,75. При этом расчетная нагрузка питающих линий освещения общедомовых помещений определяется с учетом примечания 3 к табл. 9.5.

Таблица 9.5. Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру

Потребитель электроэнергии	Удельная расчетная электрическая нагрузка при количестве квартир													
	1—5	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры с плитами на природном газе*	4,5	2,8	2,3	2	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
Квартиры с плитами на сжиженном газе (в том числе при групповых установках и на твердом топливе)	6	3,4	2,9	2,5	2,2	2	1,8	1,4	1,3	1,08	1	0,92	0,84	0,76
Квартиры с электрическими плитами мощностью 8,5 кВт	10	5,1	3,8	3,2	2,8	2,6	2,2	1,95	1,7	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
Летние домики на участках садовых товариществ	4	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

- * В зданиях по типовым проектам.
- Примечания:
1. Удельные расчетные нагрузки для числа квартир, не указанного в таблице, определяются путем интерполяции.
 2. Удельные расчетные нагрузки учитывают нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т.д.), а также нагрузку слаботочных устройств и мелкого силового оборудования (щитков противопожарных устройств, автоматики, учета тепла и т.п., зачистных устройств мусоропроводов, подъемников для инвалидов).
 3. Удельные расчетные нагрузки приведены для квартир средней общей площадью 70 м² (квартиры от 35 до 90 м²) в зданиях, построенных по типовым проектам.
 4. Расчетную нагрузку для квартир повышенной комфортности следует определять в соответствии с заданием на проектирование или в соответствии с заявленной мощностью и коэффициентами спроса и одновременности (табл. 9.6 и 9.7).
 5. Удельные расчетные нагрузки не учитывают комнатное расселение семей в квартире.
 6. Удельные расчетные нагрузки не учитывают общедомовую силовую нагрузку, осветительную и силовую нагрузку встроенных (пристроенных) помещений общественного назначения, нагрузку рекламы, а также применение в квартирах электрического отопления, электроводонагревателей и бытовых кондиционеров (кроме элитных квартир).
 7. Для определения при необходимости значения утреннего или дневного максимума нагрузок следует применять коэффициенты: 0,7 — для жилых домов с электрическими плитами и 0,5 — для жилых домов с плитами на газобразном и твердом топливе.
 8. Электрическую нагрузку жилых зданий в период летнего максимума нагрузок можно определить, умножив значение нагрузки зимнего максимума на коэффициенты: 0,7 — для квартир с плитами на природном газе; 0,6 — для квартир с плитами на сжиженном газе и твердом топливе и 0,8 — для квартир с электрическими плитами.
 9. Расчетные данные, приведенные в таблице, могут корректироваться для конкретного применения с учетом местных условий. При наличии документированных и утвержденных в установленном порядке экспериментальных данных расчет нагрузок следует производить по ним.
 10. Нагрузка иллюминации мощностью до 10 кВт в расчетной нагрузке на вводе в здание учитываться не должна.

Таблица 9.6. Коэффициенты спроса для квартир повышенной комфортности

Заявленная мощность, кВт	До 14	20	30	40	50	60	70 и более
Коэффициент спроса	0,8	0,65	0,6	0,55	0,5	0,48	0,45

Таблица 9.7. Коэффициенты одновременности для квартир повышенной комфортности K_0

Характеристика квартир	K_0 при числе квартир												
	1—5	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600 и более
С электроплитами	1	0,51	0,38	0,32	0,29	0,26	0,24	0,2	0,18	0,16	0,14	0,13	0,11

Расчетная нагрузка линии питания лифтовых установок определяется по формуле, кВт:

$$P_{р.л} = K_{с.л} \sum_{i=1}^{n_{л}} P_{ni}, \quad (9.112)$$

где $K_{с.л}$ — коэффициент спроса, определяемый по табл. 9.8 в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий; $n_{л}$ — число лифтовых установок, питаемых линиями; P_{ni} — установленная мощность электродвигателя i -го лифта по паспорту, кВт.

Расчетная нагрузка линий питания электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса, принимаемого по табл. 9.13.

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств и уборочных механизмов при расчете электрических нагрузок питающих линий и вводов в здание не учитывается, за исключением тех случаев, когда она определяет выбор защитных аппаратов и сечений проводников.

Для расчета линий питания одновременно работающих электроприемников противопожарных устройств K_c принимается равным 1,0. При этом следует учитывать одновременную работу вентиляторов дымоудаления и подпора воздуха, расположенных только в одной секции.

Таблица 9.8. Коэффициент спроса лифтовых установок

Число лифтовых установок	$K_{с.л}$ для домов высотой	
	до 12 этажей	12 этажей и выше
2—3	0,8	0,9
4—5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Примечание. Коэффициент спроса для числа лифтовых установок, не указанных в таблице, определяется интерполяцией.

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется по формуле, кВт:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + 0,9P_c, \quad (9.113)$$

где $P_{кв}$ — расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт; P_c — расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Расчетная нагрузка при смешанном питании ТП (питающей линией) жилых и нежилых зданий (помещений) определяется в соответствии с формулой (9.113).

При проектировании реконструкции наружных электрических сетей в сельской местности расчетную нагрузку допускается принимать по фактическим данным с учетом их перспективного роста до 30 %. При этом суммарные расчетные нагрузки не должны превышать значений, определяемых в соответствии с требованиями настоящих правил.

Питающие линии электроприемников жилых зданий и соответствующие им коэффициенты мощности приводятся ниже:

Квартиры с электрическими плитами	0,98
Квартиры с электрическими плитами и бытовыми кондиционерами воздуха	0,93
Квартиры с плитами на природном, сжиженном газе и твердом топливе	0,96
То же, с бытовыми кондиционерами воздуха	0,92
Общее освещение в общежитиях коридорного типа	0,95
Хозяйственные насосы, вентиляционные установки и другие санитарно-технические устройства	0,8
Лифты	0,65

Коэффициент мощности распределительной линии, питающей один электродвигатель, следует принимать по его каталожным данным.

Коэффициент мощности групповых линий освещения с разрядными лампами следует принимать 0,75—0,8.

9.18. РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

Коэффициент спроса для расчета нагрузок рабочего освещения питающей сети и вводов общественных зданий следует принимать по табл. 9.9.

Коэффициент спроса для расчета групповой сети рабочего освещения, распределительных и групповых сетей эвакуационного и аварийного освещения зданий, освещения витрин и световой рекламы следует принимать равным 1,0.

Коэффициент спроса для расчета электрических нагрузок линий, питающих постановочное освещение в залах, клубах и домах культуры, следует принимать равным 0,35 для регулируемого освещения эстрады и 0,2 — для нерегулируемого.

Расчетную электрическую нагрузку линий, питающих розетки $P_{p.p}$ (кВт), следует определять по формуле

$$P_{p.p} = K_{c.p} P_{y.p} n, \quad (9.114)$$

где $K_{c.p}$ — расчетный коэффициент спроса, принимаемый по табл. 9.10; $P_{y.p}$ — установленная мощность розетки, принимаемая 0,06 кВт (в том числе для подключения оргтехники); n — число розеток.

При смешанном питании общего освещения и розеточной сети расчетную нагрузку $P_{p.o}$ (кВт) следует определять по формуле

$$P_{p.o} = P'_{p.o} + P_{p.p}, \quad (9.115)$$

где $P'_{p.o}$ — расчетная нагрузка линий общего освещения, кВт; $P_{p.p}$ — расчетная нагрузка розеточной сети, кВт.

Расчетную нагрузку силовых питающих линий и вводов $P_{p.c}$ (кВт) следует определять по формуле

$$P_{p.c} = K_c P_{y.c}, \quad (9.116)$$

где K_c — расчетный коэффициент спроса; $P_{y.c}$ — установленная мощность электроприемников (кроме противопожарных устройств и резервных), кВт.

Коэффициенты спроса для расчета нагрузки вводов, питающих и распределительных линий силовых электрических сетей общественных зданий необходимо определять по табл. 9.11.

Расчетную нагрузку питающих линий технологического оборудования и посудомоечных машин предприятий общественного питания и пищеблоков $P_{p.c}$ (кВт) следует определять по формуле

$$P_{p.c} = P_{p.п.м} + 0,65 P_{p.т} > P_{p.т}, \quad (9.117)$$

где $P_{p.т}$ — расчетная нагрузка технологического оборудования, кВт, определяемая с учетом коэффициента спроса, который принимается по табл. 9.12, 9.13; $P_{p.п.м}$ — расчетная нагрузка посудомоечных машин, кВт, определяемая с учетом коэффициента спроса, который принимается по табл. 9.14.

Суммарную расчетную нагрузку питающих линий и силовых вводов предприятий общественного питания $P_{p.c}$ (кВт) определяют по формуле

$$P_{p.c} = P_{p.т} + 0,6 P_{p.c.т}, \quad (9.118)$$

где $P_{p.c.т}$ — расчетная нагрузка линий сантехнического оборудования или холодиль-

ных машин, определяемая с коэффициентом спроса, который принимается по табл. 9.6.

Расчетную нагрузку силовых вводов предприятий общественного питания при предприятиях, организациях и учреждениях, предназначенных для обслуживания лиц, постоянно работающих в учреждении, а также при учебных заведениях следует определять по формуле (9.118) с коэффициентом 0,7.

Нагрузку распределительных линий электроприемников уборочных механизмов для расчета сечений проводников и уставок защитных аппаратов следует, как правило, принимать равной 9 кВт при напряжении 380/220 В и 4 кВт при напряжении 220 В. При этом установленную мощность одного уборочного механизма, присоединяемого к трехфазной розетке с защитным контактом, следует принимать равной 4,5 кВт, а к однофазной — 2 кВт.

Мощность электроприемников противопожарных устройств, резервных электродвигателей и уборочных механизмов следует учитывать только в части, когда она определяет выбор защитных аппаратов и сечений проводников, расположенных только в одной секции.

Расчетную электрическую нагрузку распределительных и питающих линий лифтов, подъемников и транспортеров определяют в соответствии с формулой (9.112).

Расчетную электрическую нагрузку конференц-залов и актовых залов во всех элементах сети зданий следует определять по наибольшей из нагрузок — освещения зала и президиума, кинотехнологии или освещения эстрады.

В расчетную нагрузку кинотехнологического оборудования конференц-залов и актовых залов следует включать мощность одного наибольшего кинопроекторного аппарата с его выпрямительной установкой и мощность работающей звукоусилительной аппаратуры с коэффициентом спроса, равным 1,0. Если в кинопроекторной установлена аппаратура для нескольких форматов экрана, то в расчетную нагрузку должна включаться аппаратура наибольшей мощности.

Расчетную электрическую нагрузку силовых вводов общественных зданий (помещений), относящихся к одному комплексу, но предназначенных для потребителей различного функционального назначения (например, учебных помещений и мастерских ПТУ, специальных учебных заведений и школ; парикмахерских, ателье, ремонтных мастерских комбинатов бытового обслуживания; общественных помещений и вычислительных центров и т.п.), следует принимать с коэффициентом несовпадения максимумов их нагрузок, равным 0,85. При этом суммарная расчетная нагрузка должна быть не менее расчетной нагрузки наибольшей из групп потребителей.

Расчетную нагрузку питающих линий и вводов в рабочем и аварийном режимах при совместном питании силовых электроприемников и освещения P_p (кВт) следует определять по формуле

$$P_p = K(P_{p.o} + P_{p.c}) + K_1 P_{p.x.c}, \quad (9.119)$$

где K — коэффициент, учитывающий несовпадение расчетных максимумов нагрузок силовых электроприемников, включая холодильное оборудование и освещение, принимаемый по табл. 9.15; K_1 — коэффициент, зависящий от отношения расчетной нагрузки освещения к нагрузке холодильного оборудования холодильной станции, принимаемый по примечанию 3 к табл. 9.15; $P_{p.o}$ — расчетная нагрузка освещения, кВт; $P_{p.c}$ — расчетная нагрузка силовых электроприемников без холодильных машин систем кондиционирования воздуха, кВт; $P_{p.x.c}$ — расчетная нагрузка холодильного оборудования систем кондиционирования воздуха, кВт.

Расчетную электрическую нагрузку общежитий профессионально-технических училищ, средних учебных заведений и школ-интернатов следует определять в соответствии с табл. 9.9—9.11, а ее участие в расчетной нагрузке учебного комплекса — с коэффициентом равным 0,2.

Коэффициент мощности для расчета силовых сетей общественных зданий рекомендуется принимать по табл. 9.16.

Таблица 9.9. Коэффициент спроса для установленной мощности рабочего освещения

Организации, предприятия и учреждения	$K_{с.о.}$ в зависимости от установленной мощности рабочего освещения, кВт								
	До 5	10	15	25	50	100	200	400	Свыше 500
Гостиницы, спальные корпуса и административные помещения санаториев, домов отдыха, пансионатов, турбаз, оздоровительных лагерей	1	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,35	0,3	0,3
Предприятия общественного питания, детские ясли-сады, учебно-производственные мастерские профтехучилищ	1	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,5
Организации и учреждения управления, учреждения финансирования, кредитования и государственного страхования, общеобразовательные школы, специальные учебные заведения, учебные здания профтехучилищ, предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6
Проектные, конструкторские организации, научно-исследовательские институты	1	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65
Актные залы, конференц-залы (освещение зала и президиума), спортзалы	1	1	1	1	1	1	—	—	—
Клубы и дома культуры	1	0,9	0,8	0,75	0,7	0,65	0,55	—	—
Кинотеатры	1	0,9	0,8	0,7	0,65	0,6	0,5	—	—

Примечание. Коэффициент спроса для установленной мощности рабочего освещения, не указанной в таблице, определяется интерполяцией.

Таблица 9.10. Коэффициент спроса

Организации, предприятия и учреждения	$K_{с.р.}$		
	групповые сети	питающие сети	вводы зданий
Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, научно-исследовательские институты, учреждения финансирования, кредитования и государственного страхования, общеобразовательные школы, специальные учебные заведения, учебные здания профтехучилищ	1	0,2	0,1
Гостиницы ¹ , обеденные залы ресторанов, кафе и столовых, предприятия бытового обслуживания, библиотеки, архивы	1	0,4	0,2

¹ При отсутствии стационарного общего освещения в жилых комнатах гостиниц расчет электрической нагрузки розеточной сети, предназначенной для питания переносных светильников (например, напольных), следует выполнять в соответствии с требованиями СП-31-110—2003 [9.8].

Таблица 9.11. Коэффициент спроса в зависимости от числа электроприемников для различного электрооборудования

Линии к силовым электроприемникам	K _c принимается при числе работающих электроприемников	
	до 5	свыше 5
Технологическое оборудование предприятий общественного питания, пищеблоков в общественных зданиях	По табл. 9.7 и по формуле (9.118)	По табл. 9.7 и по формуле (9.118)
Механическое оборудование предприятий общественного питания, пищеблоков общественных зданий другого назначения, предприятий торговли	По поз. 1 табл. 9.13	По поз. 1 табл. 9.13
Посудомоечные машины	По табл. 9.14	—
Здания (помещения) управления, проектных и конструкторских организаций (без пищеблоков), гостиницы (без ресторанов), продовольственные и промтоварные магазины, общеобразовательные школы, специальные учебные заведения и профессионально-технические училища (без пищеблоков)	По табл. 9.13	По табл. 9.13
Сантехническое и холодильное оборудование, холодильные установки систем кондиционирования воздуха	По поз. 1 табл. 9.13	По поз. 1 табл. 9.13
Пассажирские и грузовые лифты, транспортеры	По табл. 9.8	По табл. 9.8
Кинотехнологическое оборудование	1,0	1,0
Электроприводы сценических механизмов	0,5	0,2
Вычислительные машины (без технологического кондиционирования)	0,5	0,4
Технологическое кондиционирование вычислительных машин	По поз. 1 табл. 9.13	По поз. 1 табл. 9.13
Металлообрабатывающие и деревообрабатывающие станки в мастерских	0,5	0,2
Множительная техника, фотолаборатории	0,5	0,2
Лабораторное и учебное оборудование общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, средних специальных учебных заведений	0,4	0,15
Учебно-производственные мастерские профессионально-технических училищ, общеобразовательных школ и специальных учебных заведений	0,5	0,2
Технологическое оборудование парикмахерских, ателье, мастерских, комбинатов бытового обслуживания, предприятий торговли, медицинских кабинетов	0,6	0,3
Технологическое оборудование фабрик химчистки и прачечных	0,7	0,5
Руко- и полотенцесушители	0,4	0,15

Примечания:

1. Расчетная нагрузка должна быть не менее мощности самого большого электроприемника по мощности.
2. Коэффициент спроса для одного электроприемника следует принимать равным 1.

Таблица 9.12. Коэффициент спроса в зависимости от количества электроприемников пунктов общественного питания и пищеблоков

Количество электроприемников теплового оборудования предприятий общественного питания и пищеблоков, подключенных к данному элементу сети	2	3	5	8	10	15	20	30	От 60 до 100	Свыше 120
K_c для технологического оборудования	0,9	0,85	0,75	0,65	0,6	0,5	0,45	0,4	0,3	0,25

Примечания:

1. К технологическому оборудованию следует относить: тепловое (электрические плиты, мармиты, сковороды, жарочные и кондитерские шкафы, котлы, кипятильники, фритюрницы и т.п.); механическое (тестомесильные машины, универсальные приводы, хлеборезки, вибросты, коктейлевзбивалки, мясорубки, картофелечистки, машины для резки овощей и т.п.); мелкое холодильное (шкафы холодильные, бытовые холодильники, низкотемпературные прилавки и тому подобные устройства единичной мощностью менее 1 кВт); лифты, подъемники и прочее оборудование (кассовые аппараты, радиоаппаратура и т.п.).
2. Коэффициенты спроса для линий, питающих отдельно механическое или холодильное, или сантехническое оборудование, а также лифты, подъемники и т.п., принимаются по табл. 9.7.
3. Мощность посудомоечных машин в максимуме нагрузок на вводах не учитывается.
4. Определение коэффициента спроса для числа присоединенных электроприемников, не указанных в таблице, производится интерполяцией.

Таблица 9.13. Коэффициент спроса в зависимости от числа электроприемников сантехнического и холодильного оборудования

Удельный вес установленной мощности работающего сантехнического и холодильного оборудования, включая системы кондиционирования воздуха в общей установленной мощности работающих силовых электроприемников, %	Значение K_c при числе электроприемников										
	2	3	5	8	10	15	20	30	50	100	200
100—85	1 (0,8)	0,9 (0,75)	0,8 (0,7)	0,75	0,7	0,65	0,65	0,6	0,55	0,55	0,5
84—75	—	—	0,75	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,55	0,55	0,5
74—50	—	—	0,7	0,65	0,65	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,45
49—25	—	—	0,65	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45
24 и менее	—	—	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45	0,4

Примечания:

1. В скобках приведены коэффициенты спроса для электродвигателей единичной мощностью свыше 30 кВт.
2. Определение коэффициента спроса для числа присоединенных электроприемников, не указанного в таблице, производится интерполяцией.
3. В установленную мощность резервные электроприемники не включаются.

Таблица 9.14. Коэффициент спроса для посудомоечных машин в зависимости от их количества

Количество посудомоечных машин	1	2	3
Коэффициент спроса K_c	$\frac{1}{0,65}$	$\frac{0,9}{0,6}$	$\frac{0,85}{0,55}$

Примечание. В числителе приведены значения K_c для посудомоечных машин, работающих от сети холодного водоснабжения, в знаменателе — от горячего водоснабжения.

**Таблица 9.15. Коэффициент несовпадения расчетных максимумов нагрузок
зданий различного назначения**

Здания	Коэффициент K при отношении расчетной нагрузки освещения к силовой, %		
	от 20 до 75	от 75 до 140	от 140 до 250
Предприятия торговли и общественного питания, гостиницы	0,9 (0,85)	0,85 (0,75)	0,9 (0,85)
Общеобразовательные школы, специальные учебные заведения, профтехучилища	0,95	0,9	0,95
Детские ясли-сады	0,85	0,8	0,85
Ателье, комбинаты бытового обслуживания, химчистки с прачечными самообслуживания, парикмахерские	0,85	0,75	0,85
Организации и учреждения управления, финансирования и кредитования, проектные и конструкторские организации	0,95 (0,85)	0,9 (0,75)	0,95 (0,85)

Примечания:

1. При отношении расчетной осветительной нагрузки к силовой до 20 % и свыше 250 % коэффициент K следует принимать равным 1.
2. В скобках приведен коэффициент K для зданий и помещений с кондиционированием воздуха.
3. Коэффициент K_1 при отношении расчетной нагрузки освещения к расчетной нагрузке холодильного оборудования холодильной станции, %: 1 — до 15 %; 0,8 — 20 %; 0,6 — 50 %; 0,4 — 100 %; 0,2 — свыше 150 %.
4. Коэффициент спроса для промежуточных соотношений определяется интерполяцией. В расчетной нагрузке не учитываются нагрузки помещений без естественного освещения.

Таблица 9.16. Коэффициент мощности для зданий различного назначения

Здания и сооружения	Коэффициент мощности
Предприятия общественного питания:	
полностью электрифицированные	0,98
частично электрифицированные (с плитами на газообразном и твердом топливе)	0,95
Продовольственные и промтоварные магазины	0,85
Ясли-сады:	
с пищеблоками	0,98
без пищеблоков	0,95
Общеобразовательные школы:	
с пищеблоками	0,95
без пищеблоков	0,9
Фабрики-химчистки с прачечными самообслуживания	0,75
Учебные корпуса профессионально-технических училищ	0,9
Учебно-производственные мастерские по металлообработке и деревообработке	0,6
Гостиницы:	
без ресторанов	0,85
с ресторанами	0,9
Здания и учреждения управления, финансирования, кредитования и государственного страхования, проектные и конструкторские организации	0,85
Парикмахерские и салоны-парикмахерские	0,97
Ателье, комбинаты бытового обслуживания	0,85
Холодильное оборудование предприятий торговли и общественного питания, насосов, вентиляторов и кондиционеров воздуха при мощности электродвигателей, кВт:	
до 1	0,65
от 1 до 4	0,75
свыше 4	0,85
Лифты и другое подъемное оборудование	0,65
Вычислительные машины (без технологического кондиционирования воздуха)	0,65

Таблица 9.17. Коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок, для зданий различного назначения

Здания (помещения) с наибольшей расчетной нагрузкой	Жилые дома с плитами		Предприятия общественного питания		Средние учебные заведения, библиотеки	Общеобразовательные школы, профессионально-технические училища	Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	Предприятия торговли		Гостиницы	Полкилиники	Ателье и комбинаты бытового обслуживания	Предприятия коммунального обслуживания	Кинотеатры
	электрическими	на твердом и газообразном топливе	столовые	рестораны, кафе				одноэтажные	полтораэтажные, двухэтажные					
Жилые дома с плитами: электрическими на твердом и газообразном топливе	—	0,9	0,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7	0,9
	0,9	—	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,9
Предприятия общественного питания — столовые	0,4	0,4	—	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,5
Предприятия общественного питания — кафе и рестораны	0,4	0,4	0,8	—	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,5
Средние учебные заведения, библиотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	—	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8
Общеобразовательные школы, профессионально-технические училища	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	—	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8

Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	—	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,5
Предприятия торговли:															
одноэтажные	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	—	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
полуподземные и двухэтажные	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	—	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
Гостиницы	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,6	0,6	0,8	—	0,7	0,5	0,7	0,9	0,9
Поликлиники	0,5	0,4	0,8	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	—	0,7	0,8	0,8	0,8
Ателье и комбинаты бытового обслуживания	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	—	0,8	0,8	0,8
Предприятия коммунального обслуживания	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	—	0,8	0,8
Кинотеатры	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,8	0,7	0,4	0,4	0,5	—	—

Примечания:

1. При нескольких нагрузках, имеющих равное или близкое к равному наибольшее значение, расчет следует выполнять относительно той нагрузки, при которой P_p получается наибольшим.

2. Для гаражей, автостоянок и тепловых пунктов жилого дома с электрическими и газовыми плитами коэффициент участия в максимальном нагрузке равен 0,9.

Применение светильников с люминесцентными лампами с некомпенсированной пускорегулирующей аппаратурой (ПРА) в общественных зданиях не допускается, кроме одноламповых светильников мощностью до 30 Вт, имеющих коэффициент мощности 0,5. При совместном питании линией разрядных ламп и ламп накаливания коэффициент мощности определяется с учетом суммарных активных и суммарных реактивных нагрузок.

Расчетную нагрузку питающей линии (трансформаторной подстанции) при смешанном питании потребителей различного назначения (жилых домов и общественных зданий или помещений) P_p (кВт) определяют по формуле:

$$P_p = P_{\text{зд max}} + K_1 P_{\text{зд1}} + K_2 P_{\text{зд2}} + \dots + K_n P_{\text{здn}}, \quad (9.120)$$

где $P_{\text{зд max}}$ — наибольшая из нагрузок зданий, питаемых линией (трансформаторной подстанцией), кВт; $P_{\text{зд1}}, \dots, P_{\text{здn}}$ — расчетные нагрузки всех зданий, кроме здания, имеющего наибольшую нагрузку $P_{\text{зд max}}$, питаемых линией (трансформаторной подстанцией), кВт; K_1, K_2, \dots, K_n — коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) и жилых домов (квартир и силовых электроприемников) в наибольшей расчетной нагрузке $P_{\text{зд max}}$, принимаемые по табл. 9.17.

Ориентировочные расчеты электрических нагрузок общественных зданий допускается выполнять по укрупненным удельным электрическим нагрузкам, приведенным в табл. 9.18.

Таблица 9.18. Укрупненные удельные электрические нагрузки для зданий различного назначения

Здание	Удельная нагрузка
<i>Предприятия общественного питания</i>	
Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест, кВт/место:	
до 400	1,04
свыше 400 до 1000	0,86
свыше 1000	0,75
Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест, кВт/место:	
до 400	0,81
свыше 400 до 1000	0,69
свыше 1000	0,56
<i>Продовольственные магазины</i>	
Без кондиционирования воздуха, кВт/м ² торгового зала	0,23
С кондиционированием воздуха, кВт/м ² торгового зала	0,25
<i>Промтоварные магазины</i>	
Без кондиционирования воздуха, кВт/м ² торгового зала	0,14
С кондиционированием воздуха, кВт/м ² торгового зала	0,16

Окончание табл. 9 18

Здание	Удельная нагрузка
<i>Общеобразовательные школы</i>	
С электрифицированными столовыми и спортзалами, кВт/1 учащегося	0,25
Без электрифицированных столовых, со спортзалами, кВт/1 учащегося	0,17
С буфетами, без спортзалов, кВт/1 учащегося	0,17
Без буфетов и спортзалов, кВт/1 учащегося	0,15
Профессионально-технические училища со столовыми, кВт/1 учащегося	0,46
Детские ясли-сады, кВт/место	0,46
<i>Кинотеатры и киноконцертные залы</i>	
С кондиционированием воздуха, кВт/место	0,14
Без кондиционирования воздуха, кВт/место	0,12
Клубы, кВт/место	0,46
Парикмахерские, кВт/рабочее место	1,5
<i>Здания или помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций</i>	
С кондиционированием воздуха, кВт/м ² общей площади	0,054
Без кондиционирования воздуха, кВт/м ² общей площади	0,043
<i>Гостиницы</i>	
С кондиционированием воздуха, кВт/место	0,46
Без кондиционирования воздуха, кВт/место	0,34
Дома отдыха и пансионаты без кондиционирования воздуха, кВт/место	0,36
Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания, кВт/кг вещей	0,075
Детские лагеря, кВт/м ² жилых помещений	0,023

Примечания:

1. Удельная нагрузка не зависит от наличия кондиционирования воздуха.
2. Нагрузка бассейнов и спортзалов не учтена.
3. Нагрузка пищеблоков не учтена. Удельную нагрузку пищеблоков следует принимать как для предприятий общественного питания с учетом количества посадочных мест, рекомендованного нормами для соответствующих зданий.
4. Удельную нагрузку ресторанов при гостиницах следует принимать как для предприятий общественного питания открытого типа.
5. Для предприятий общественного питания при числе мест, не указанном в таблице, удельные нагрузки определяются интерполяцией.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 9

9.1. **Титова Г.Р.** Принятие решения о построении электротехнического комплекса (на примере электроснабжения жилого массива). М.: Издательство МЭИ, 1997.

9.2. **Радкевич В.Н.** Проектирование систем электроснабжения. Минск: НПО ОО «ПИОН», 2001.

9.3. **РД.34.20.185—94** (с изменениями от 1999 г.). Инструкция по проектированию городских сетей: Приказ Минтопэнерго РФ от 29.06.1999 г. № 213.

9.4. **Указания** по определению электрических нагрузок в промышленных установках // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. 1968. № 6 (по состоянию на 01.02.1996 г.).

9.5. **Кудрин Б.И.** Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов вузов. М.: Интермет Инжиниринг, 2005.

9.6. **РМ-2696.** Инструкция по расчету электрических нагрузок жилых зданий: Указание Москомархитектуры от 01.07.1999 г. № 27.

9.7. **Распоряжение** Правительства Москвы от 30.04.2002 г. № 618 РП о приемке в эксплуатацию встроенных, встроенно-пристроенных, пристроенных нежилых помещений (по состоянию на 9 октября 2006 г.).

9.8. **СП-31-110—2003.** Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. М.: Госстрой России, 2003.

Раздел 10

ШИНОПРОВОДЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Токопроводы напряжением до 1 кВ с изолированными шинами, заключенными в жесткую оболочку, называют шинопроводами. Такие шинопроводы обычно заводского изготовления поставляются на место монтажа комплектными секциями.

Магистральные шинопроводы (МШ) применяют на переменном токе для соединения трансформатора с главным распределительным щитом (ГРЩ) либо вводным распределительным устройством (ВРУ) или в блоке трансформатор-магистраль для потребителей большой мощности. На отходящих от ГРЩ или ВРУ линиях МШ применяют для питания энергоемких потребителей, распределительных щитов или для подключения распределительных шинопроводов (рис. 10.1, см. с. 232). На постоянном токе МШ применяют для выполнения электрических сетей в промышленных установках постоянного тока на напряжение до 1200 В (например, для соединения машинных или статических преобразователей с электродвигателями главных приводов прокатных станов). Магистральные шинопроводы постоянного тока выпускают на токи от 1600 до 5000 А.

Распределительные шинопроводы (РШ) применяют для выполнения магистралей с большим числом подсоединений различных индивидуальных потребителей (например, станочного оборудования, распределительных щитков), а также для подачи питания на осветительные шинопроводы (рис. 10.2, см. с. 233). Распределительные шинопроводы выпускают на токи от 40 до 800 А.

Разновидностью РШ могут быть напольные шинопроводы, прокладываемые под фальшполами для выполнения

модульных совмещенных сетей. Такие сети обычно применяют в административных, торговых, выставочных и других зданиях [например, при совмещении электросети с сетями персональных компьютеров (ПК), радио, связи, телевидения (ТВ), источников бесперебойного питания, для рабочих мест операторов]. Напольные РШ выпускают на токи от 25 до 63 А.

Осветительные шинопроводы (ОШ) применяют для подключения осветительных приборов или потребителей небольшой мощности (рис. 10.3) и выпускают на токи от 25 до 40 А.

Троллейные шинопроводы (ТШ) применяют для питания цеховых электроприемников подвижного состава (например, кранов, кран-балок, монорельсовых дорог, напольных тележек, установок для раскроя тканей и т.п.) и выпускают на токи от 35 до 1000 А (рис. 10.3, см. с. 233).

10.2. ВИДЫ ШИНОПРОВОДОВ

Магистральные шинопроводы. На переменном токе большое влияние на технические характеристики средств передачи электроэнергии оказывают конфигурация проводников, их взаимное расположение и схема их соединения в силу явлений поверхностного эффекта и эффекта близости. Например, при пропускании больших токов по проводнику круглого сечения его внутреннее сопротивление возрастает с ростом диаметра проводника. По этой причине сечения трехжильных кабелей на напряжение до 1 кВ в ПУЭ [10.1] ограничены (при токах порядка 270 А для алюминиевых проводников) 185 мм^2 . Для обеспечения необходимой пропускной способности по току следует или увеличивать число кабе-

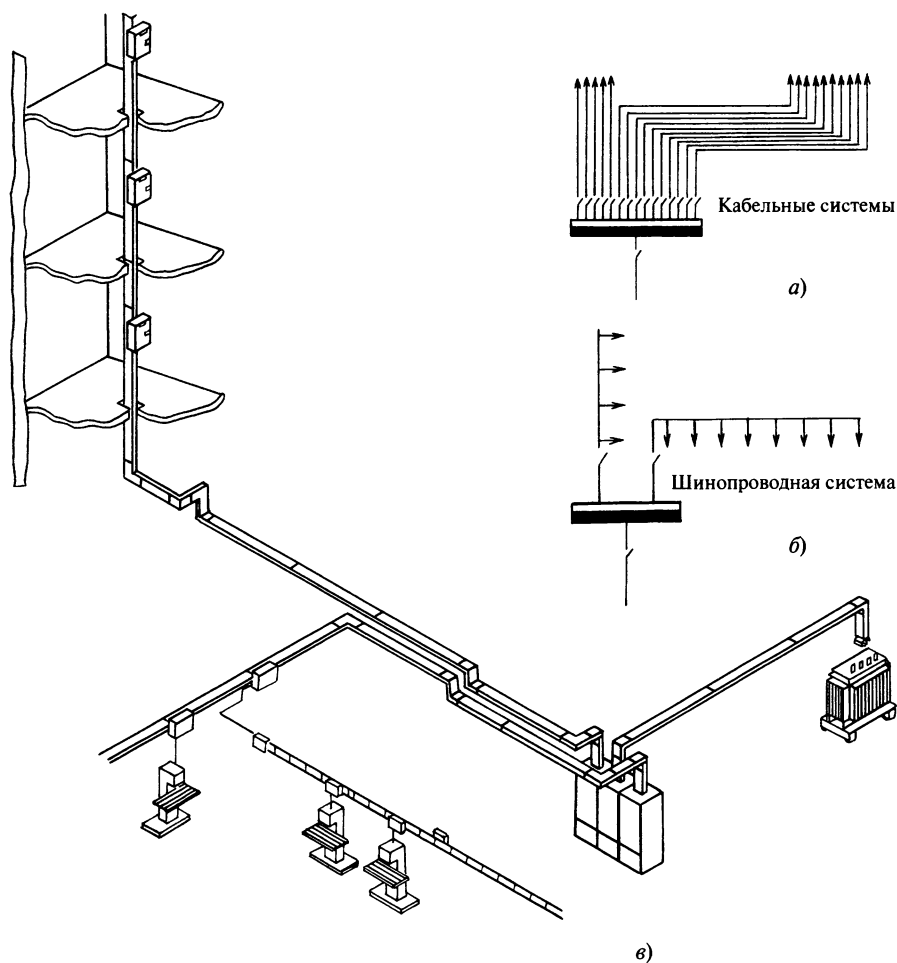


Рис. 10.1. Применение магистральных шинопроводов:

а — пример схемы кабельной сети; *б* — пример схемы шинопроводной сети; *в* — прокладка магистральных шинопроводов

лей или применять проводники с шинами плоского сечения, у которых значение поверхностного эффекта менее выражено. Чем больше соотношение сторон проводника, тем лучше распределение плотности тока в нем. В современных конструкциях МШ применяют шины с соотношением высоты к ее толщине кратным от 10 до 30.

Известно, что технические характеристики МШ при токах нагрузки 1600 А и более с двумя или тремя шинами на одну фазу, во многом зависят от схемы соедине-

ния шин (рис. 10.4) [10.3]. Для наглядности рассмотрены схемы соединений с двумя шинами на фазу.

На ранней стадии развития электропромышленности применялась схема соединения с расщепленными фазами (рис. 10.4, *а*). Однако шинопроводы по этой схеме обладали недостатками из-за громоздкости конструкции (неизолированные шины на изоляторах защищались со всех сторон металлической сеткой) и больших значений коэффициента добавочных потерь $K_d = 1,4$,

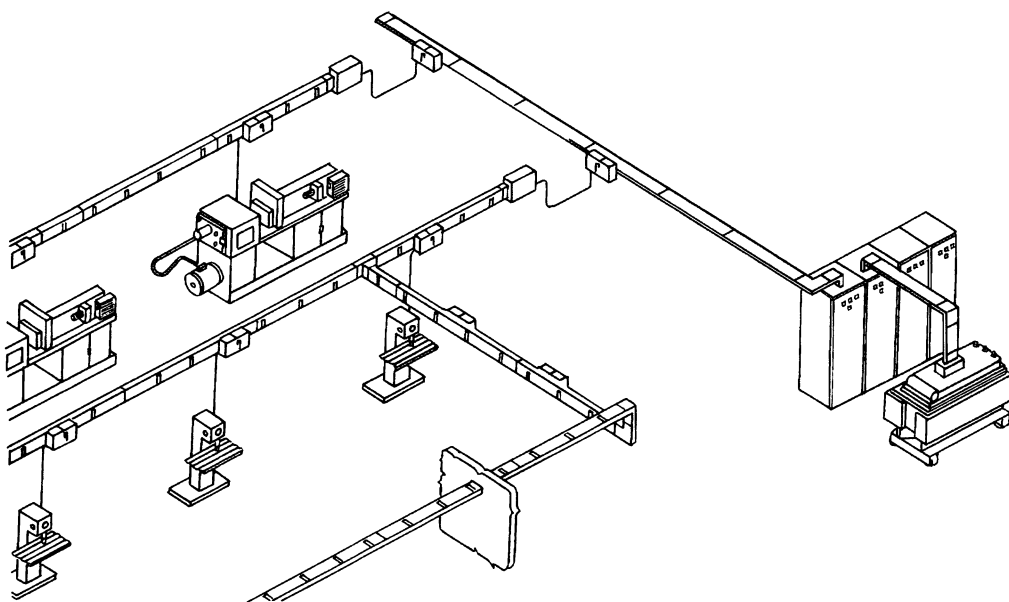


Рис. 10.2. Применение распределительных шинопроводов

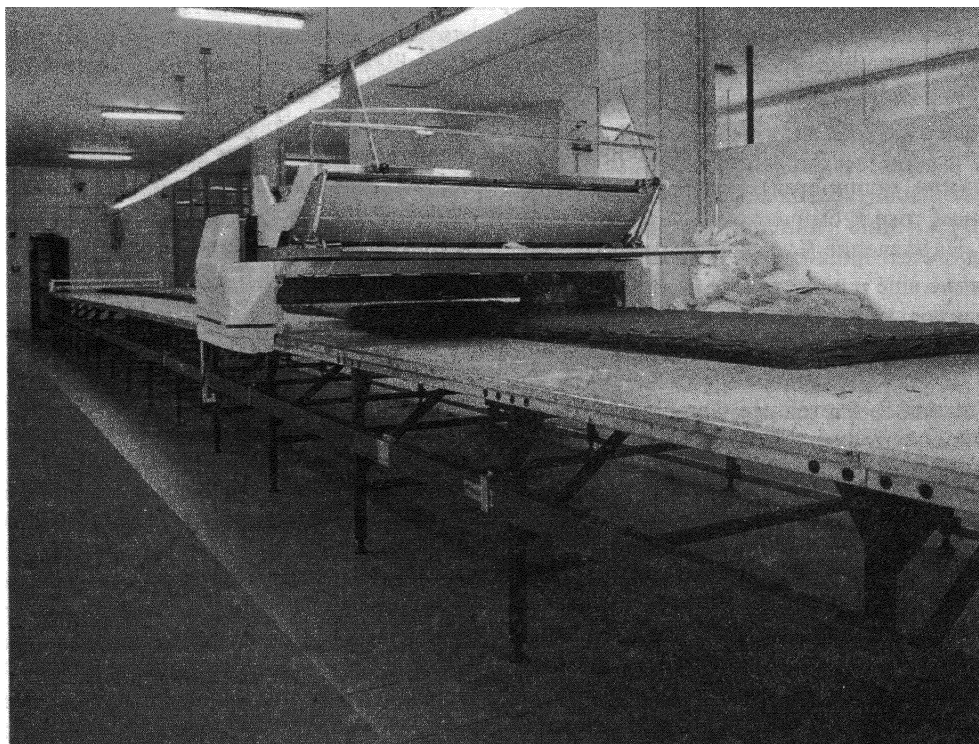


Рис. 10.3. Применение осветительных и троллейных шинопроводов в цехе по раскрою ткани

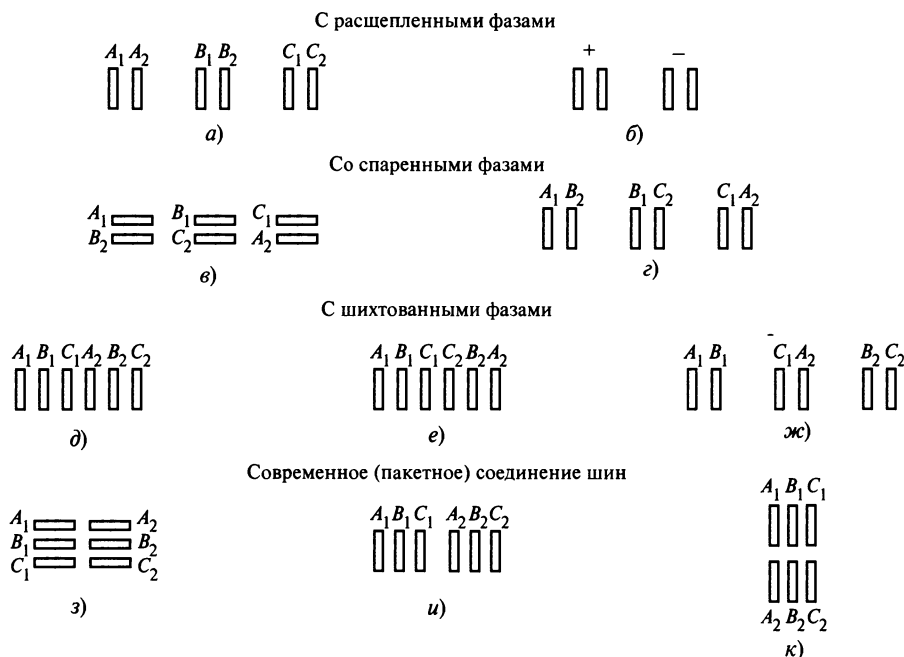


Рис. 10.4. Схемы соединения магистральных шинопроводов:

а — в системах неизолированных шин переменного тока; б — в системах постоянного тока ШМАД и ШМАДК; в — США, 1943 г., и Россия ШМА58; г — ШМА68, ШМА73; д — Франция; е — Германия; ж — ШЗМ16; з — ЕАЕ Электрик фирмы ВСК-Электро; и — ШМА4, ШМА5; к — Швейцария

где $K_d = R_a / R_{om}$ — отношение сопротивлений (или мощностей) активного на переменном токе к омическому — на постоянном. На значение K_d в этой схеме оказывает влияние еще и действие эффекта близости, связанное со стремлением токов одного направления сконцентрироваться в наиболее удаленных друг от друга частях проводников. В настоящее время эту схему применяют только в МШ постоянного тока (рис. 10.4, б), например ШМАД, или в системах неизолированных шин от трансформаторных подстанций (ТП) к ГРЩ, построенных в середине XX в.

Более совершенными стали схемы соединения со спаренными фазами (рис. 10.4, в) [10.2], в которых используется принцип равенства и противоположности действий токов в полуфазах, за счет чего значительно снижено индуктивное сопротивление. Значение же потерь активной мощности оставалось

еще большим и K_d достигал уровня 1,33. По этой схеме (ее модификации) в России изготавливались шинопроводы ШМА59, а также ШМА68-Н и ШМА73 (рис. 10.4, г) для использования в четырехпроводных сетях с глухозаземленной нейтралью [10.4]. В табл. 10.1 приведены их технические характеристики. Следует отметить, что схема соединения шин оказывает влияние не только на технические данные МШ, но и на их конструктивные особенности. Так, три пары изолированных стеклолакотканью шин из алюминиевого сплава АД31Т1, разделенных между собой гетинаксовой перегородкой, соединялись через пластмассовые изоляторы в жесткую основу. Профилированные боковые части корпуса, выполненные из сплава АД31Т1, а в ШМА68 — боковые алюминиевые уголки играли роль шины PEN (нейтраль и шина заземления совмещены). Крышки корпуса, изготовленные из перфорирован-

Таблица 10.1. Технические характеристики шинопроводов со спаренными фазами

Показатель	ШМА73, ШМА73П	ШМА68-Н	
	1600 А	2500 А	4000 А
Электродинамическая стойкость (амплитудное значение), кА, не менее	70	70	100
Сопротивление на фазу, Ом/км:			
активное при температуре шин 20 °С	0,031	0,020	0,013
индуктивное	0,022	0,020	0,015
Сопротивление петли фаза-нуль (полное), Ом/км	0,16	—	—
Линейная потеря напряжения на 100 м при номинальном токе, нагрузка сосредоточена в конце линии, cosφ = 0,8, В	11,5	13,5	16,5
Количество и размеры шин на фазу, мм	2 (90×8)	2 (120×10)	2 (160×12)
Количество и площадь сечения нулевых провод- ников, мм ²	2×710	2×640	2×640
Размеры поперечного сечения прямой секции (ширина×высота), мм	300×160	444×215	444×259

ного стального листа, завершали конструкцию (рис. 10.5). Соединение секций заводского изготовления между собой на монтаже осуществлялось, как правило, аргонодуговой сваркой с последующим изолированием места стыка стеклолакотканью с клеем. В ограниченных случаях для соединений допускалось применение одноболтовых сжимов, собираемых с помощью стандартного инструмента. В такой конструкции охлаждение нагретых шин происходит за счет конвективного теплообмена. К ее недостаткам можно отнести невысокую степень защиты оболочкой (по ГОСТ 14254—96) от IP 20 до IP 31 и трудоемкий монтаж при сборке. В настоящее время эти шинопроводы хотя и сняты с производства, но находятся в эксплуатации на многих действующих предприятиях России (таких как ВАЗ, КамАЗ), СНГ и стран дальнего зарубежья.

В настоящее время шинопроводы помимо традиционного промышленного применения, широко используются при строительстве административных, жилых и общественных зданий. Поэтому с начала 90-х годов XX в. в России стали использовать шинопроводы с улучшенными пара-

метрами различных зарубежных фирм. Так, например, в МШ за счет применения системы шин с шихтованными фазами (рис. 10.4, д, е) K_d достигал уже значения порядка 1,15. Конструкция корпуса с использованием перфорированных стальных крышек предусматривала конвективный теплообмен для охлаждения шин. Степень защиты оболочкой конструкций этого типа — IP 31. На территории России применялась модификация этих схем (рис. 10.4, ж) в виде шинопровода ШЗМ16 (УКРГЭМ) [10.5], изготовленного в сплошном алюминиевом корпусе, со сварным способом соединения шин.

С развитием химической промышленности появились электроизоляционные материалы, обладающие наряду с большой электрической прочностью еще и высокой степенью нагревостойкости. Это обстоятельство вызвало новый подход к конструированию шинопроводов. Появились МШ со схемой соединения, называемой условно «Пакет», получившие широкое распространение вплоть до настоящего времени. Изолированные шины (рис. 10.6), плотно сжа-

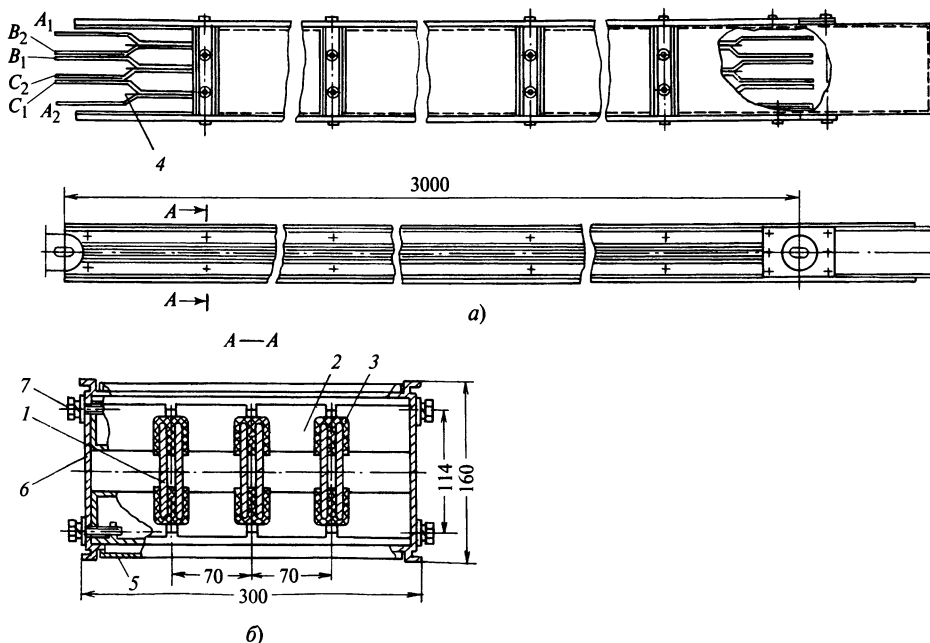


Рис. 10.5. Магистральный шинопровод ШМА73:

a — прямая секция; *б* — поперечный разрез: 1 — фазные изолированные шины; 2 — изолятор; 3, 4 — изолирующие прокладки; 5 — верхняя и нижняя перфорированные стальные крышки; 6 — боковые профили из алюминиевого сплава; 7 — шпилька-стяжка стальная

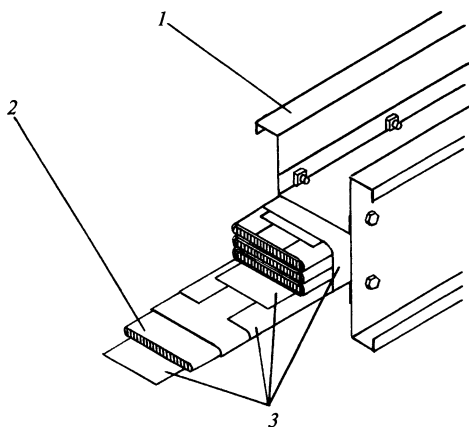


Рис. 10.6. Изолированные шины в пакете:

1 — корпус стальной с защитным металлическим или лакокрасочным покрытием; 2 — проводники — тонкая медная или алюминиевая шина; 3 — изолирующие прокладки из стеклополиэстера

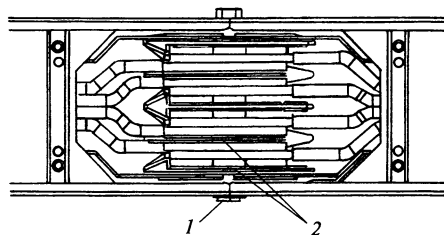


Рис. 10.7. Изолирование места стыка двух секций:

1 — одноболтовый сжим; 2 — изолятор из стеатита или поликарбоната

тые с помощью одноболтового сжима в пакет (рис. 10.7), заключены в стальной кожух с хорошо развитой поверхностью, выполняющей назначение радиатора охлаждения. Процесс охлаждения этого МШ происходит теплопроводностью от шин на стенки кожуха, а от кожуха в окружающую среду конвективно и излучением (рис. 10.8). Независимо от количества паке-

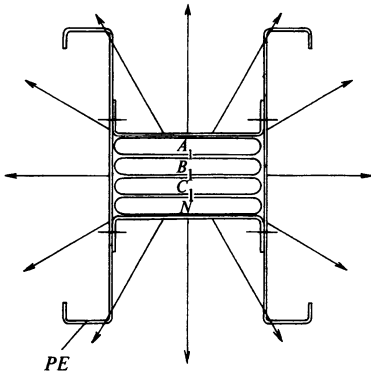


Рис. 10.8. Принцип охлаждения шин в пакете:
N — нейтраль; PE — заземление

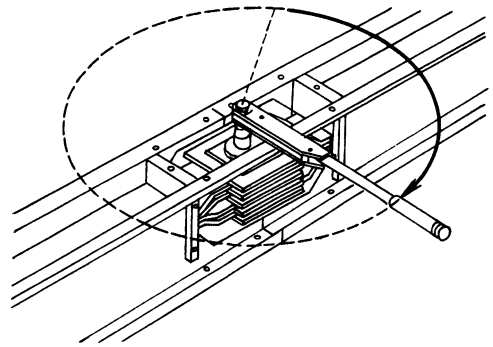


Рис. 10.9. Применение моментного ключа с ограниченным усилием для сборки секций

тов в конструкции (два на ток от 2,5 кА и три на ток от 4 кА) шина одной и той же фазы, разделенная пакетами модулей, представляет собой единую шину с большим соотношением высоты шины к ее толщине (см. рис. 10.4, з и 10.11, в). Такое расположение делает распределение плотности тока по сечению шины оптимальным, сводя поверхностный эффект и активное сопротивление к минимуму по сравнению с другими схемами соединения шин. В плотно сжатых шинах индуктивное сопротивление также имеет минимальные значения. Коэффициент добавочных потерь для этой схемы $K_d = 1,09 \div 1,10$. Размещение шины одной фазы в двух- или трехмодульном (пакетном) шинопроводе придает еще и большую динамическую стойкость всей конструкции.

Во всех современных конструкциях шины защищают от окисления. Для того чтобы избежать образования оксидной пленки Al_2O_3 , обладающей высоким переходным сопротивлением, у алюминиевых шин делают двойное покрытие цинком и оловом либо никелем и оловом. Такая мера значительно снижает переходное контактное сопротивление и предохраняет контакты от окисления и разрушения из-за большой разницы электрохимических потенциалов, что происходит при соединении между собой разнородных материалов, например медных и алюминиевых провод-

ников. Медные шины также защищают, подвергая их лужению, делая более надежным место стыка при соединении двух секций. Для стабилизации давления в стыке в режиме постоянного цикла «нагрев—охлаждение» затяжку одноболтового сжима производят моментным ключом (рис. 10.9) с усилием 83,5 Н. Для предотвращения самоотвинчивания применяют специальные шайбы, имеющие прозрачные колпачки для визуального контроля за положением специально нанесенных рисок. В такой конструкции сборка секций при монтаже осуществляется намного быстрее, в том числе и за счет отсутствия необходимости изолирования шин в месте стыка, так как в конструкции этого типа применяют встроенные изоляторы (см. рис. 10.7) из высокопрочного и термостойкого материала (например, поликарбоната, стеатита). Наряду с другими производителями МШ этого направления (см. рис. 10.4, з—к) в России хорошо известна, например, компания ЕАЕ Электрик АШ (ВСК-Электро) [10.6], продукция которой обладает приемлемым соотношением цена—качество. Магистральные шинопроводы этой компании типа КВА, технические характеристики которых приведены в табл. 10.2, имеют российские сертификаты соответствия и пожарной безопасности. Степень защиты оболочки в МШ «Пакет» — IP 44 у ШМА4 и выше, как, например, IP 68 у МШ фирмы «Ланц» (Швейцария), что достигается примене-

Таблица 10.2. Технические характеристики шинопроводов типа КВА (алюминиевый проводник)

Параметр	Номинальный ток, А										
	800	1000	1250	1600	1600	2000	2500	3050	3100	4000	4250
	08	10	12	13	16	20	25	27	30	40	41
Код шинопровода	IEC 60439-2—2000; ГОСТ 28668.1—91 (2)										
Стандарты	1000										
Рабочее напряжение, В	50—60										
Частота, Гц	IP 55										
Степень защиты по ГОСТ 14252—96	IP 55										
Электротермическая стойкость (1 с), кА	50	50	50	50	100	100	100	100	120	120	120
Электродинамическая стойкость (пик), кА	110	110	110	110	220	220	220	220	264	264	264
Сопротивление постоянному току R_{om} , мОм/м	0,061	0,047	0,039	0,030	0,034	0,024	0,015	0,014	0,014	0,012	0,010
Джоулевы потери при номинальном токе $3I^2R_1$, Вт/м	128,6	162,0	201,6	268,8	299,5	348	318,8	474,4	461,3	655,3	596,1
Активное сопротивление при номинальном токе R_1 , мОм/м,	0,067	0,054	0,043	0,035	0,039	0,029	0,017	0,017	0,016	0,014	0,011
Реактивное сопротивление при частоте 50 Гц X_1 , мОм/м	0,045	0,030	0,020	0,023	0,016	0,014	0,014	0,010	0,011	0,006	0,006
Полное сопротивление при номинальном токе и частоте 50 Гц Z_1 , мОм/м	0,085	0,065	0,048	0,043	0,042	0,032	0,024	0,022	0,022	0,016	0,014
Сечение фазных и нулевых проводников, мм ²	525	700	910	1120	1050	1400	1820	2240	2100	2730	3360
Сечение РЕ для пятипроводного шинопровода, мм ²	525	700	910	1120	1050	1400	1820	2240	2100	2730	3360
Сечение РЕ для 4,5-проводного* шинопровода, мм ²	262,5	350	455	560	525	700	910	1120	1050	1365	1680
Площадь поперечного сечения корпуса (РЕ), мм ²	918	968	1028	1088	1836	1936	2056	2176	2904	3084	3264
Размеры проводников, мм ²	7×75	7×100	7×130	7×160	2 (7×75)	2 (7×100)	2 (7×130)	2 (7×160)	3 (7×100)	3 (7×130)	3 (7×160)
Масса четырехпроводного шинопровода, кг/м	16	19	22	24	29	36	44	46	53	62	70
Масса пятипроводного шинопровода, кг/м	17,5	21	24,5	27	32	40	49	51	59	69,5	79
Сопротивление петли «фаза — нуль», мОм/м:											
активное	0,1313	0,1035	0,0779	0,0694	0,0711	0,0528	0,0412	0,0364	0,0373	0,0306	0,0248
реактивное	0,0311	0,1063	0,0843	0,0707	0,0730	0,0569	0,0525	0,0416	0,0456	0,0397	0,0450
полное	0,1880	0,1502	0,1163	0,0999	0,1034	0,0789	0,0674	0,0561	0,0596	0,0508	0,0515

* Сечение шины РЕ равно половине сечения фазного проводника.

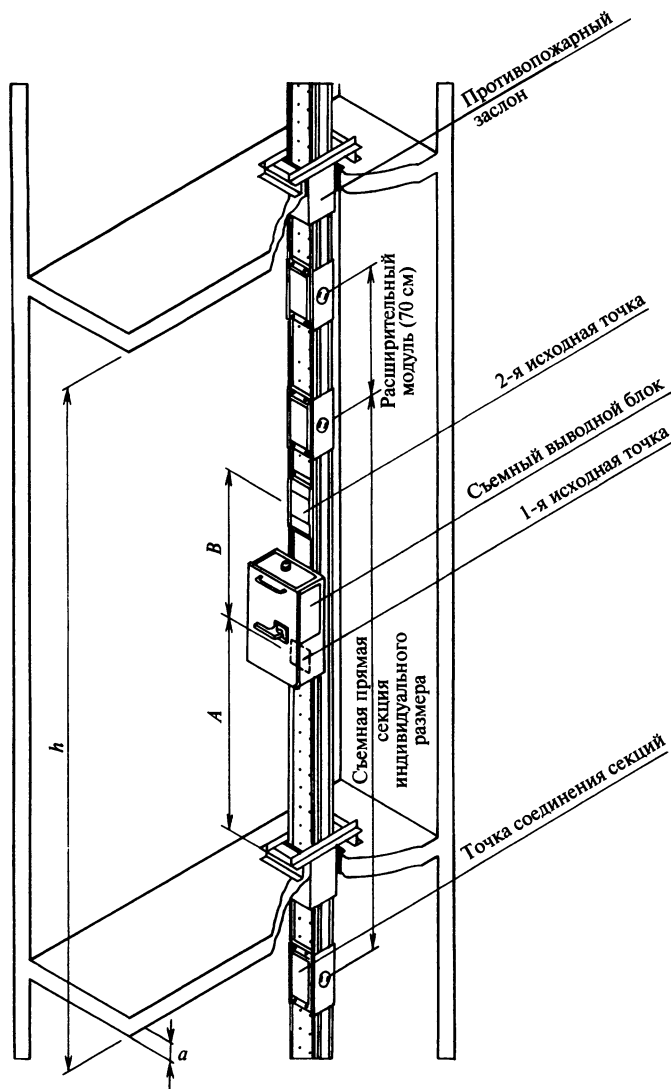


Рис. 10.10. Пример компоновки МШ на вертикальном участке трассы:

h — высота этажа, см; A , B — высоты выводов, см; a — толщина перекрытия, см

нием литой полимерной изоляции [10.7]. Такая усиленная изоляция позволяет использовать эту конструкцию в различных неблагоприятных средах, в том числе и в уличных условиях, например для электропитания фуникулеров в горнолыжных комплексах. В выпускаемых в России шинопроводах пакетного типа ШМА4 для четырехпроводных сетей с глухозаземленной нейтралью и ШМА5 для пятипроводных —

с изолированной нейтралью [10.8] сохранен способ соединения и изолирования шин по аналогии с конструкцией ШМА73.

Номенклатура магистральных шинопроводов включает в себя следующие секции: присоединительные к трансформаторам и шкафам ГРЩ или ВРУ; прямые стандартной длины и подгоночные; ответвительные с защитным, отключающим аппаратом или без него с глухим присоединением; угловые

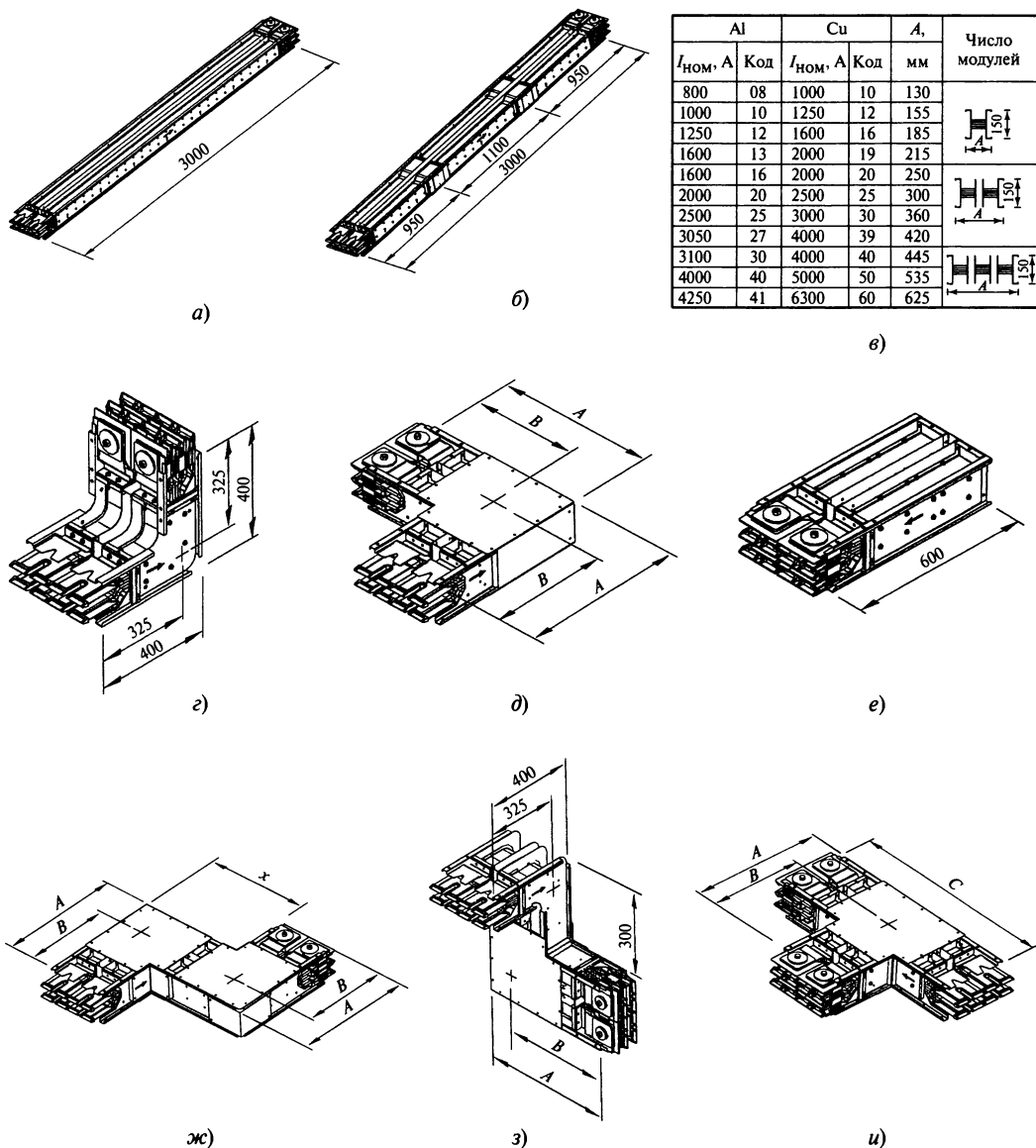


Рис. 10.11. Примеры из номенклатуры магистрального шинопровода КВ (начало):
 а — секция прямая фидерная; б — секция прямая для присоединений; в — размеры поперечного сечения шинопроводов; г — секция угловая «Вверх»; д — секция угловая «Влево»; е — секция концевая; ж — секция Z-образная горизонтальная; з — секция Z-образная комбинированная; и — секция Т-образная горизонтальная; к — секция переходная с $I_{\text{ном}1}$ на $I_{\text{ном}2} < I_{\text{ном}1}$; л — секция компенсационная; м — гибкие элементы для подключения к трансформаторам; н — присоединение шинопровода к панелям ГРЩ, ВРУ; о — секция присоединительная к панели (вариант 1); п — секция присоединительная к панели (вариант 2); р — секция присоединительная к сухому трансформатору; с — трансформатор сухой; т — секция присоединительная к трансформатору масляному

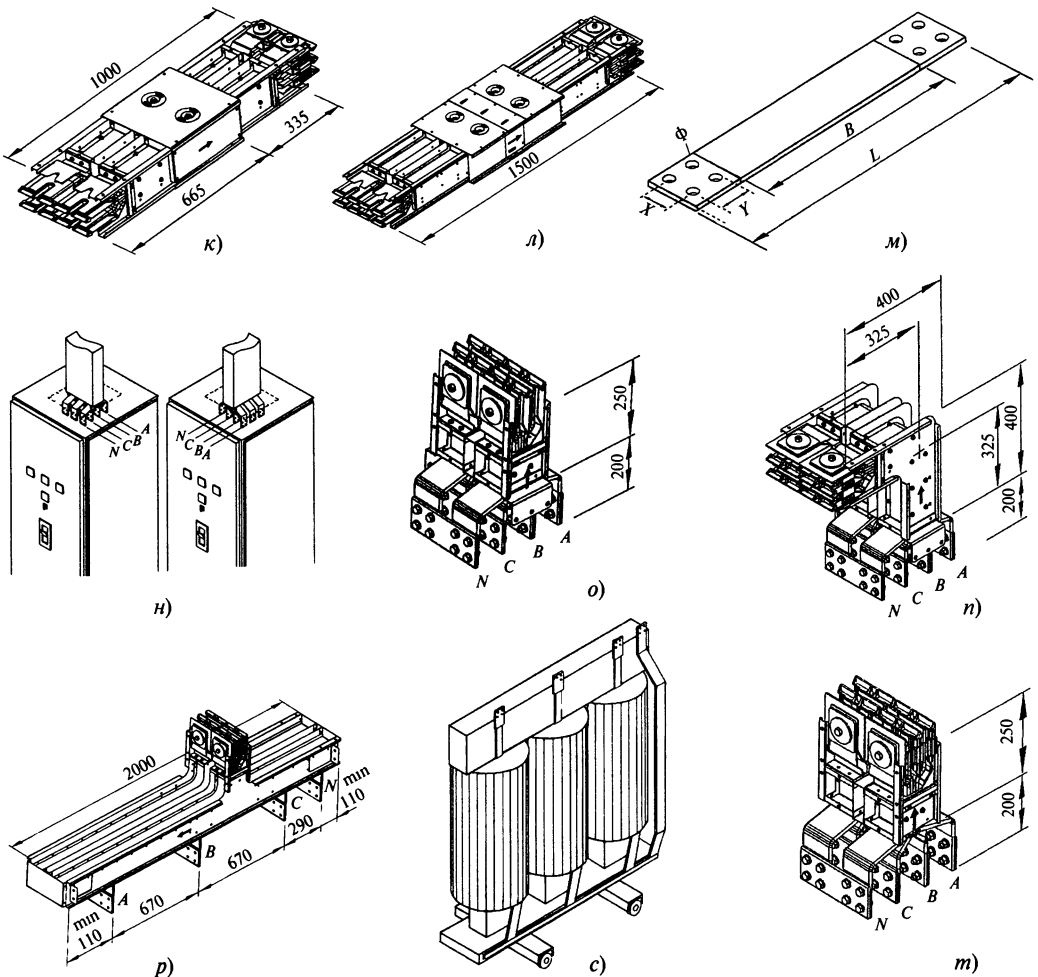


Рис. 10.11. Окончание

горизонтальные и вертикальные; Z-образные с поворотом в двух и трех плоскостях, а также Т-образные, переходные с одного тока на другой, компенсационные, фазировочные, вводные, концевые и транспозиционные. Современные конструкции МШ (кроме ШМА4, ШМА5) позволяют применять их для вертикальных стояков в жилых и общественных зданиях повышенной этажности или в зданиях средней этажности с большими нагрузками. На вертикальных участках некоторые МШ вентилируемых типов (см. рис. 10.4, д, е) оснащают внутренними противопожарными перегород-

ками. Для шинопроводов, например, типа КВ такие перегородки устанавливать нет необходимости, так как воздух внутри стальной оболочки корпуса вытеснен и практически отсутствует. Противопожарному изолированию подлежит только само место прохода МШ через перекрытие, которое выполняется по типовым альбомам, например, института ВНИПИТяжпромэлектропроект [10.9]. На рис. 10.10 дан пример компоновки МШ на вертикальном участке трассы. На рис. 10.11 показаны образцы секций из номенклатуры МШ типа КВ.

Распределительные шинопроводы (РШ). Номенклатура РШ во многом схожа с номенклатурой МШ, за исключением секций транспозиционных и присоединительных к трансформаторам, которые в РШ отсутствуют. Конструкции РШ выпускают с одной шиной на фазу с зазорами между

шинами. Действие поверхностного эффекта в такой конструкции чуть больше, чем в МШ, но значительно меньше, чем в кабелях круглого сечения. С другой стороны, упрощаются условия присоединения к РШ возможно большего числа потребителей (рис. 10.12). В табл. 10.3 приводятся

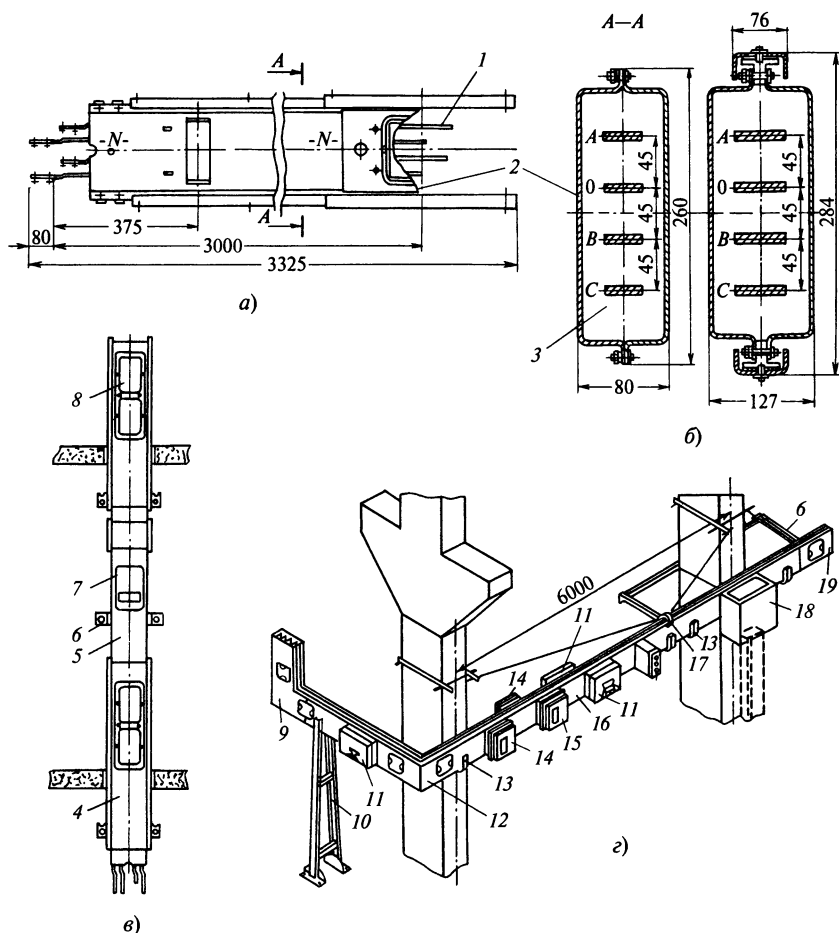


Рис. 10.12. Распределительный шинопровод ШРА:

а — общий вид прямой секции; *б* — поперечное сечение прямых секций на 250, 400 и 630 А; *в* — шинопровод ШРА73В для вертикальной прокладки; *г* — элементы шинопровода ШРА73, ШРА73В; 1 — шина; 2 — короб; 3 — изолятор; 4 — универсальная секция; 5 — прямая секция; 6 — кронштейн; 7 — ответвительная коробка; 8 — крышка; 9 — секция угловая с изгибом шин на плоскость; 10 — конструкция для установки и крепления шинопровода — стойка; 11 — ответвительная коробка с автоматическим выключателем; 12 — секция угловая с изгибом шин на ребро; 13 — конструкция для крепления шинопровода — кронштейн; 14 — ответвительная коробка с предохранителем; 15 — ответвительная коробка с пусковым аппаратом; 16 — прямая секция; 17 — конструкция для установки и крепления шинопровода — подвес; 18 — вводная коробка; 19 — заглушка торцевая

технические характеристики четырехпроводных шинопроводов ШРА4 (ШРА73), у которых алюминиевые шины в местах контакта покрыты никелевым сплавом. Соединение секций ШРА73 при монтаже производится с помощью болтов, устанавливаемых на шинах каждой фазы с при-

менением обычного инструмента. В конструкциях РШ современного типа, где шины имеют такие же защитные покрытия, как и в МШ, соединение секций производят или непосредственно между собой, или с применением блока контактных вставок (рис. 10.13), как, например, в распреде-

Таблица 10.3. Технические характеристики шинопроводов серии ШРА4

Параметр	ШРА4-250	ШРА4-400	ШРА4-630
Номинальный ток, А	250	400	630
Сечение токоведущих шин, мм	35×5	50×5	80×5
Допустимое амплитудное значение тока короткого замыкания в первый полупериод, кА	25	35	40
Сопротивление фазы (среднее) при температуре 20 °С, номинальном токе и установившемся режиме, мОм/м:			
активное	0,21	0,15	0,095
индуктивное	0,21	0,17	0,11
полное	0,30	0,23	0,145
Потеря напряжения на участке 100 м при номинальном токе ($\cos\varphi = 0,8$) и равномерно распределенной нагрузке, В	6,35	7,6	7,7
Степень защиты по ГОСТ 14254—96	IP 32	IP 32	IP 32

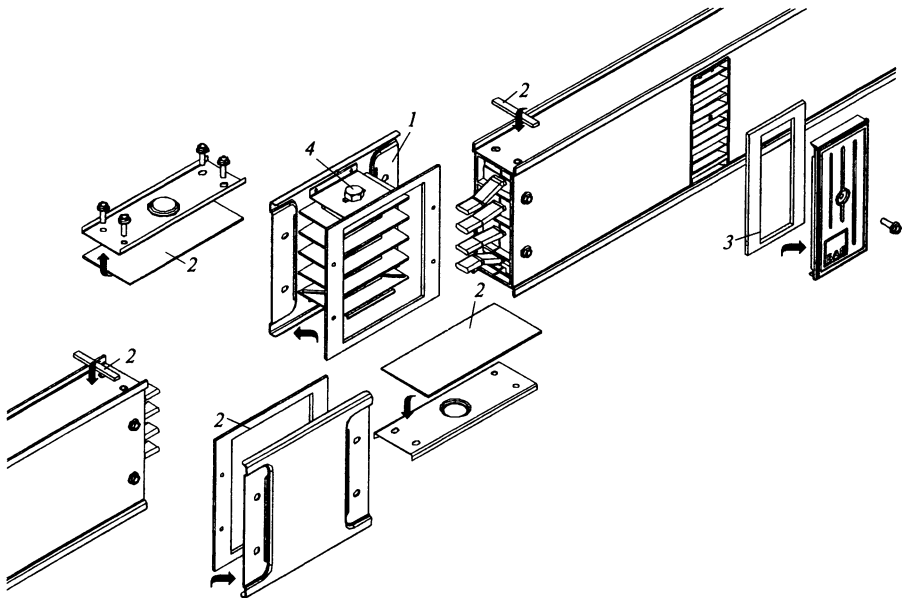


Рис. 10.13. Распределительный шинопровод типа КО:

1 — соединительный блок контактных вставок; 2 — уплотнительные прокладки на соединительном элементе; 3 — уплотнительные прокладки на присоединительном оконце; 4 — одноболтовый сжим

Таблица 10.4. Технические характеристики шинопроводов типа КОА

Параметр	Числовые значения параметра					
Код шинопровода	01	02	03	04	05	06
Номинальный ток, А	160	250	315	400	500	600
Стандарты	IEC 60439-2—2000, ГОСТ 28668.1—91 (2)					
Напряжение изоляции, В	1000					
Рабочее напряжение, В	1000					
Частота, Гц	50—60					
Степень защиты по ГОСТ 14252—96	IP 55					
Электродинамическая стойкость (0,1 с) пиковая, кА	17	30	30	63	63	73,5
Электротермическая стойкость (1 с), кА	10	15	15	30	30	35
Значения короткого замыкания цепи фаза—нулевой проводник (0,1 с) пиковая, кА	10,2	15,3	15,3	36	36	44,1
Значения короткого замыкания цепи фаза — нулевой проводник (0,1 с), кА	6	9	9	18	18	21
Сопротивление цепи постоянному току, мОм/м	0,263	0,204	0,178	0,117	0,093	0,079
Полное сопротивление, мОм/м	0,333	0,274	0,243	0,166	0,139	0,118
Джоулевы потери при номинальном токе $3I^2R_1$, Вт/м	21,96	46,13	60,73	60,00	81,75	101,52
Активное сопротивление R_1 при номинальном токе, мОм/м	0,286	0,246	0,204	0,125	0,109	0,094
Индуктивное сопротивление при 50 Гц, мОм/м	0,205	0,183	0,165	0,118	0,103	0,088
Полное сопротивление (при номинальном токе) и 50 Гц, мОм/м	0,349	0,319	0,270	0,182	0,157	0,135
Сечение фазных и нулевого проводников, мм ²	120	150	180	300	375	450
Сечение РЕ для пятипроводного шинопровода, мм ²	120	150	180	300	375	450
Сечение РЕ для 4,5-проводного* шинопровода, мм ²	60	75	90	150	187,5	225
Площадь поперечного сечения корпуса (как РЕ), мм ²	583	593	603	643	668	693
Размеры проводников, мм	6×20	6×25	6×30	6×50	6×62,5	6×75
Масса четырехпроводного шинопровода, кг/м	7,0	7,5	8,0	10,0	11,0	12,0
Масса пятипроводного шинопровода, кг/м	7,3	8,0	8,7	11,0	12,0	13,0

* Сечение шины РЕ равно половине сечения фазного проводника.

тельных шинопроводах типа КО, одноболтовым сжимом с использованием моментного ключа с усилием 42 Н. Конструкции РШ этого типа [10.10] имеют четырех- и пятипроводное исполнение со степенью защиты оболочкой, например IP 55, что делает их применение более универсальным. Так, например, для вертикальной прокладки предпочтительной является конструкция со степенью защиты оболочки IP 55. При проходе через перекрытия устанавливается секция КО с противопожарной внутренней перегородкой. На рис. 10.13 также приведен пример возможного повышения степени защиты конструкции РШ с применением уплотнительных прокладок. В табл. 10.4 приводятся технические характеристики РШ с алюминиевыми шинами типа КОА.

Выбранные по току магистральные и распределительные шинопроводы проверяют на потерю напряжения по формуле, учитывающей конфигурацию и протяженность сети (рис. 10.14). Расчет потерь напряжения в трехфазных линиях шинопроводной системы ведется с учетом следующих критериев:

$$\Delta U = \alpha \sqrt{3} LI (R_1 \cos \varphi + X_1 \sin \varphi) 10^{-3},$$

где ΔU — потеря напряжения, В; α — коэффициент распределения нагрузки; L — длина линии, м; I — ток в линии, А; R_1 — активное сопротивление при номинальной нагрузке, мОм/м; X_1 — индуктивное сопротивление при номинальной нагрузке, мОм/м; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности потребителя.

Осветительные шинопроводы (ОШ)

имеют в своей номенклатуре секции прямые, подгоночные, вводные и устройства ответвительные, с защитой или без нее для подключения к ним осветительных приборов или потребителей небольшой мощности. Ответвительные устройства для питания однофазных потребителей могут быть снабжены шнурами, в которых в целях обеспечения равномерной нагрузки на трехфазную линию ОШ штепселя маркированы для подключения их к соответствующим фазам. Также в номенклатуру ОШ могут входить угловые и тройниковые секции. Однако в ОШ некоторых типов для этих целей применяют гибкие секции. В России выпускают ОШ типа ШОС-2, ШОС-4, а также ШОС-3 и ШОС-5 для применения в сетях с глухозаземленной нейтралью. На рис. 10.15 приведены поперечное сечение и габариты, а в табл. 10.5 — технические характеристики шинопроводов ШОС-2, ШОС-4. Для сетей с изолированной нейтралью все большее применение

Распределение нагрузки		α
	F — питание L — нагрузка	1,00
	F — питание L_1, L_2, L_3, L_4 — нагрузки	0,50
	F — питание L_1, L_2 — нагрузки	0,25
	F — питание L_1, L_2, L_3, L_4 — нагрузки	0,125
	F — питание L_1, L_2, L_3, L_4 — нагрузки	0,25

Рис. 10.14. Схемы определения коэффициента распределения нагрузки α

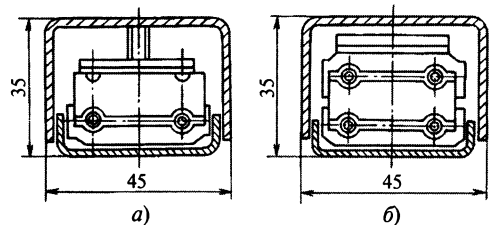


Рис. 10.15. Поперечное сечение шинопроводов:
а — ШОС-2; б — ШОС-4

Таблица 10.5. Технические характеристики шинопроводов ШОС-2, ШОС-4

Параметр	Значение
Номинальный ток, А	25
Номинальное напряжение, В	500
Частота, Гц	50—60
Потеря напряжения на участке 100 м, В	6,1
Электродинамическая стойкость при сквозных токах (амплитудное значение), кА	4,5
Материал шины	ПВ
Сечение проводника, мм ²	6
Наибольшее расстояние между точками крепления, м	3
Допустимая нагрузка, кН/м	0,12
Степень защиты по ГОСТ 14254—96	IP 44

ние находят ОШ типа КАМ [10.11] на токи 25 и 32 А (рис. 10.16).

Для электропитания потребителей небольшой мощности применяются РШ на ток до 100 А. Для сетей с изолированной нейтралью, наряду с другими РШ, известна конструкция шинопровода типа КАР [10.11], рассчитанная на ток 40 и 63 А. Для модульных совмещенных сетей (электро-сеть, связь, ТВ, ПК и т.п.) и в целях обеспечения рабочих мест операторов в помещениях с повышенными полами применяют шинопроводы напольного исполнения типа DAM/DAP на токи 25—63 А. На рис. 10.17 дан пример применения этих РШ, а в табл. 10.6 приведены их параметры.

Примеры входящих в номенклатуру магистральных, распределительных и осветительных шинопроводов, ответвительных устройств (секций или коробок) представлены на рис. 10.18.

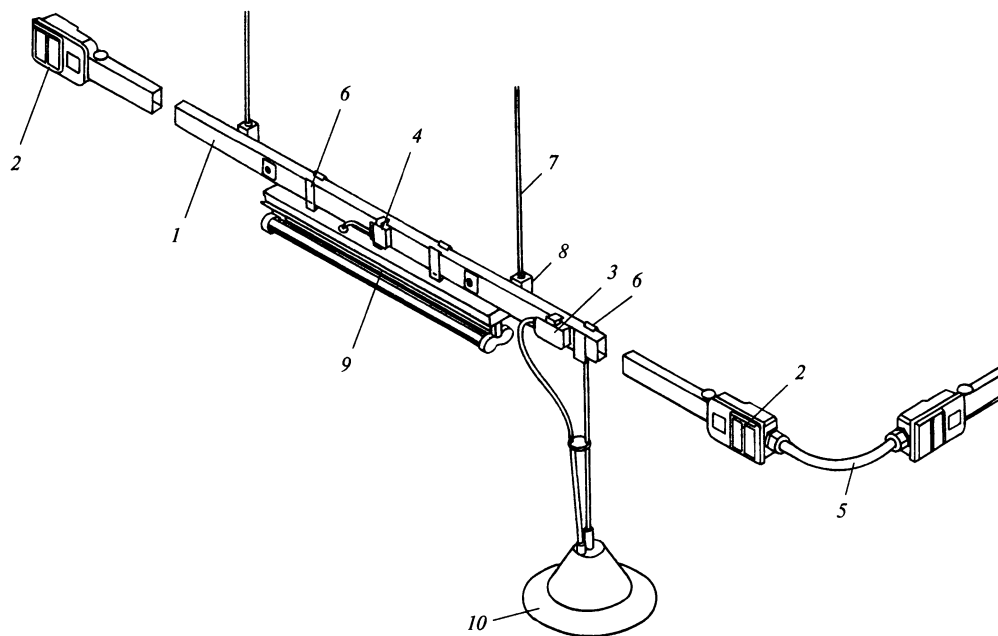


Рис. 10.16. Применение осветительных шинопроводов типа КАМ:

1 — секция прямая; 2 — секция вводная; 3 — ответвительная коробка с предохранителем; 4 — ответвительная коробка с глухим присоединением; 5 — гибкая вставка (угловая); 6 — крепление светильника к шинопроводу; 7 — подвес (стержень М8); 8 — скоба крепления шинопровода к подвесу; 9, 10 — осветительные приборы

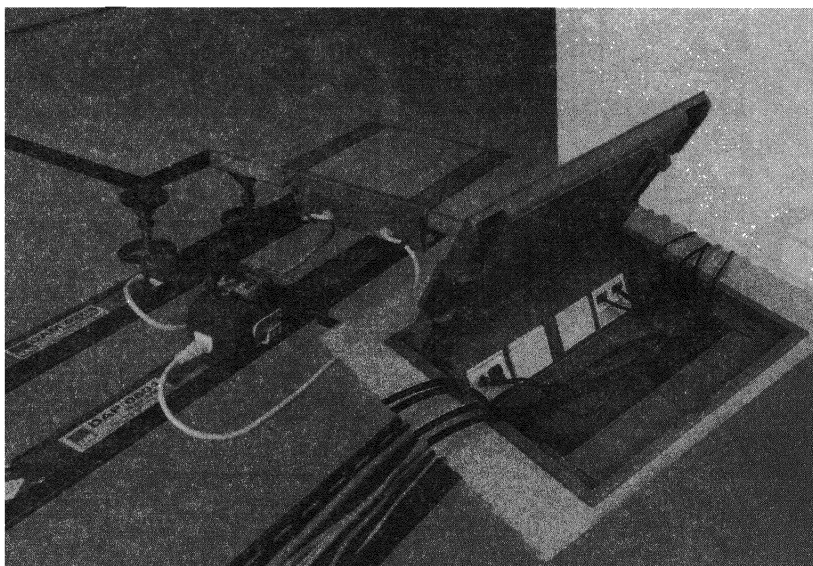


Рис. 10.17. Пример применения шинопроводов DAM/DAP

Таблица 10.6. Технические характеристики шинопроводов DAM/DAP

Показатель	DAM 25	DAM 32	DAP 40	DAP 63
Стандарты	IEC 439 1-2, ГОСТ 28668.1—91 (2)			
Напряжение, В	690			
Частота, Гц	50—60			
Степень защиты (по ГОСТ 14254—96)	IP 55			
Номинальный ток, А	25	32	40	63
Электродинамическая стойкость (0,1 с) пиковая, кА	5	6	7,5	9
Электротермическая стойкость (1 с), кА	2,27	2,72	3,4	4
Сопrotивление фазы, мОм/м:				
активное	5,3	4,68	1,70	1,45
реактивное	1,36	1,11	0,69	0,14
полное	5,48	4,80	1,84	1,45
Сопrotивление петли «фаза-нуль», мОм/м:				
активное	8,58	7,60	3,48	3,22
реактивное	1,53	1,22	0,90	0,49
полное	8,69	7,68	3,59	3,26
Джоулевы потери, Вт/м	3,23	4,66	2,68	5,68
Сечение шин A, B, C, N, мм ²	3,2	4	6	12,5
Сечение корпуса (как PE), мм ²	18,3	18,3	18,3	18,3
Сечение шины PE, мм ²	3,2	4	6	6
Масса четырехпроводного DAM/DAP, кг/м	1,13	1,17	1,33	1,42
Масса пятипроводного DAM/DAP, кг/м	1,17	1,19	1,41	1,48

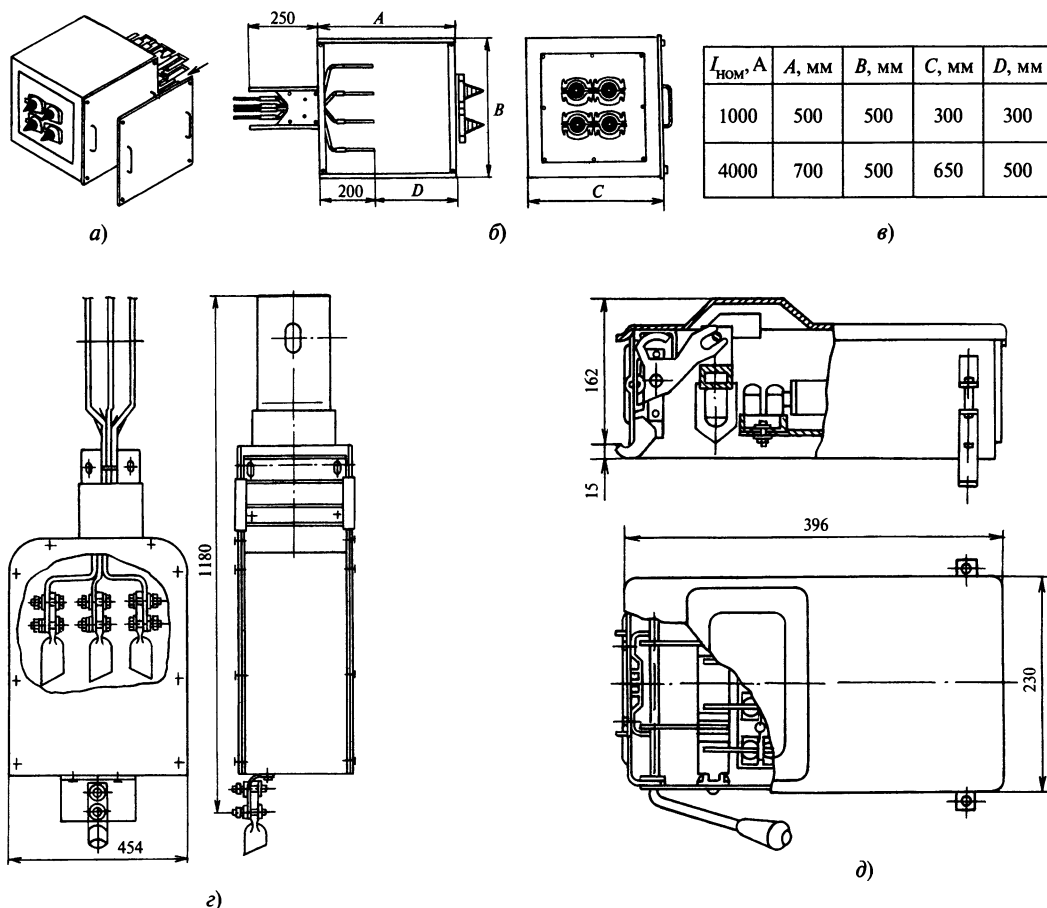


Рис. 10.18. Примеры выполнения питающих и ответвительных секций (коробок) шинопроводов (начало):
а — блок питания МШ-КВ, общий вид; *б, в* — присоединительные и габаритные размеры блока КВ; *г* — секция переходная ШМА4 на кабель АВВ; *д* — секция ответвительная ШМА4 на 630 А с разъединителем; *е* — коробка ответвительная на 100 А с разъединителем и предохранителем РШ — ШРА4; *ж* — коробка ответвительная на 100 А с автоматическим выключателем распределительного шинопровода КОА; *з* — пример размещения коробки на РШ — КОА; *и* — ответвительный штепсель на 10 А ОШ — ШОС; *к* — коробка ответвительная ОШ — КАМ 10 В; *л* — присоединительные и габаритные размеры коробки КАМ

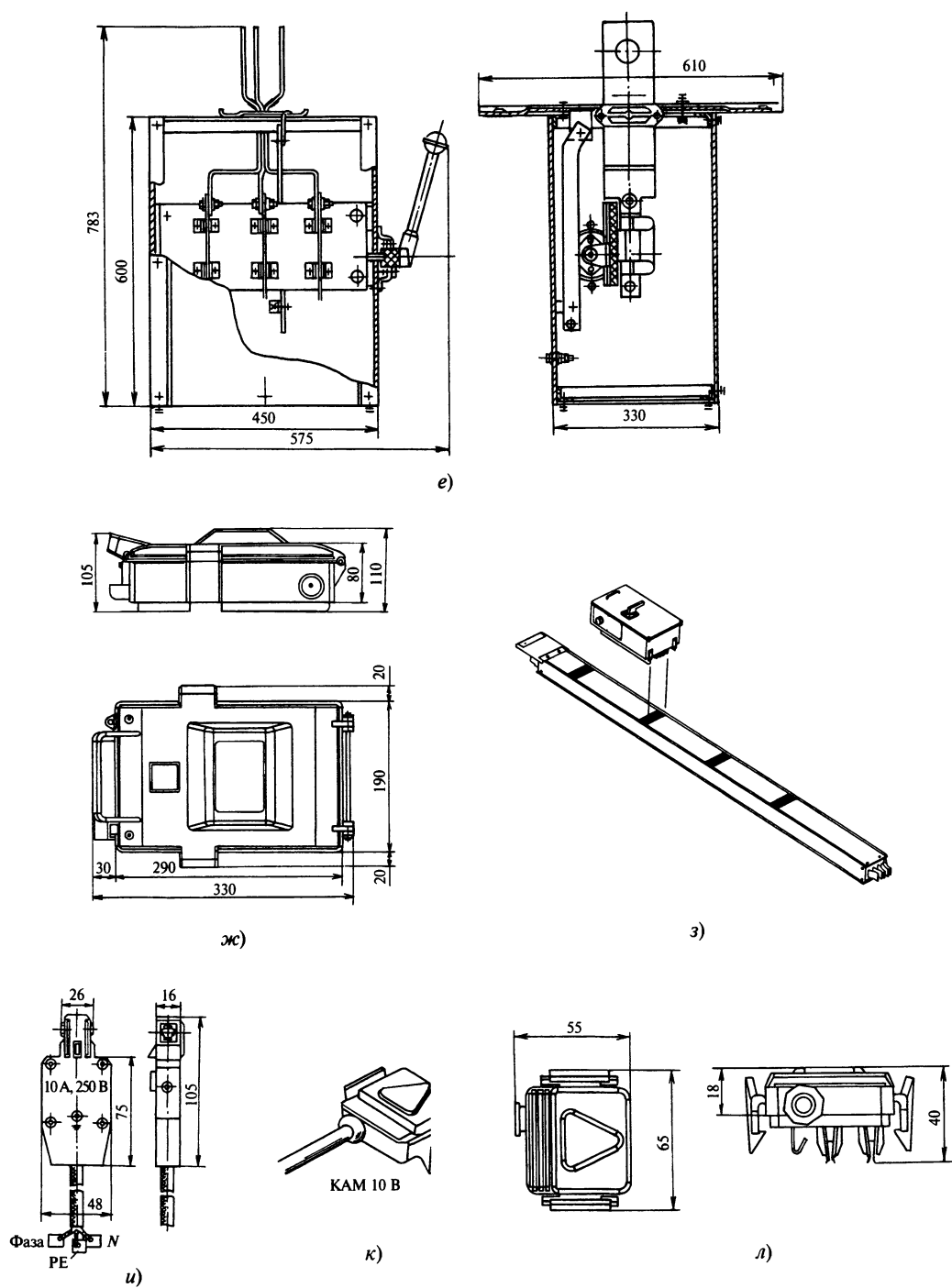


Рис. 10.18. Окончание

В номенклатуру троллейных шинопроводов (ТШ) включены секции: прямые, подгоночные, радиусные, вводные, компенсационные и разделительные, для организации ремонтных участков. Также в номенклатуру ТШ входят: токосъемные каретки с роликами или токосъемники со щетками, траверсы для крепления на них токосъемных устройств, устанавливаемых на подвижном составе токоприемника, и индикаторы напряжения или указатели троллейные. Для монорельсовых дорог с автоматическим адресованием груза, предназначенных, например, для установки в складских помещениях с большими объемами и номенкла-

турой продукции, применяют ловители. Эти элементы устанавливают в местах сочленения прямых и радиусных секций или на сложных переходах, поскольку скорости перемещения подвижного состава, например кранового оборудования, могут составлять 250 м/мин и более. Конструкции троллейных шинопроводов выпускают как с защитным кожухом, например ТВ ЕАЕ-Электрик «ВСК-Электро» (рис. 10.19, табл. 10.7), так и в открытом исполнении. Примером шинопроводов открытого типа могут быть отечественные ШМТА (рис. 10.20, табл. 10.8) или фирмы VANLE типа U10—U40 [10.12]. В ТШ этого типа, так называемых моно-

Таблица 10.7. Технические характеристики шинопроводов типа ТВ

Параметр	Номинальный ток, А							
	35	63	80	100	125	160	200	250
Число проводников системы	Четырехпроводная					Семипроводная		
Номинальное напряжение, В	400	400	400	400	400	400	400	400
Пробивное напряжение, кВ/мм	30	30	30	30	30	30	30	30
Частота, Гц	50—60	50—60	50—60	50—60	50—60	50—60	50—60	50—60
Сопrotивление активное, мОм/м	2,74	1,71	1,37	0,91	0,68	0,67	0,45	0,34
Сопrotивление индуктивное, мОм/м	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13	0,11	0,07	0,06
Полное сопротивление, мОм/м	2,75	1,72	1,38	0,92	0,69	0,61	0,46	0,35

Таблица 10.8. Технические характеристики шинопроводов типа ШМТ-А

Показатель	Номинальный ток, А	
	250	400
Номинальный ток токосъемника, А	40; 63; 100	100; 160
Номинальное напряжение, В	660	660
Частота, Гц	50—60	50—60
Допустимое амплитудное значение тока КЗ, кА	10	15
Сопrotивление фазы (среднее, при трехфазной линии и температуре проводника 20 °С), Ом/км:		
активное	0,255	0,15
индуктивное	0,15	0,15
полное	0,296	0,21
Потеря напряжения на участке 100 м, В	12,7	14,53
Рекомендуемое расстояние между точками крепления, м, не более	1,5	1,5
Расстояние между осями троллеев, мм	60	80
Материал троллеев	АД31Т	АД31Т
Степень защиты по ГОСТ 14254—96	IP 21	IP 21
Максимальная скорость перемещения каретки, м/мин	100	100

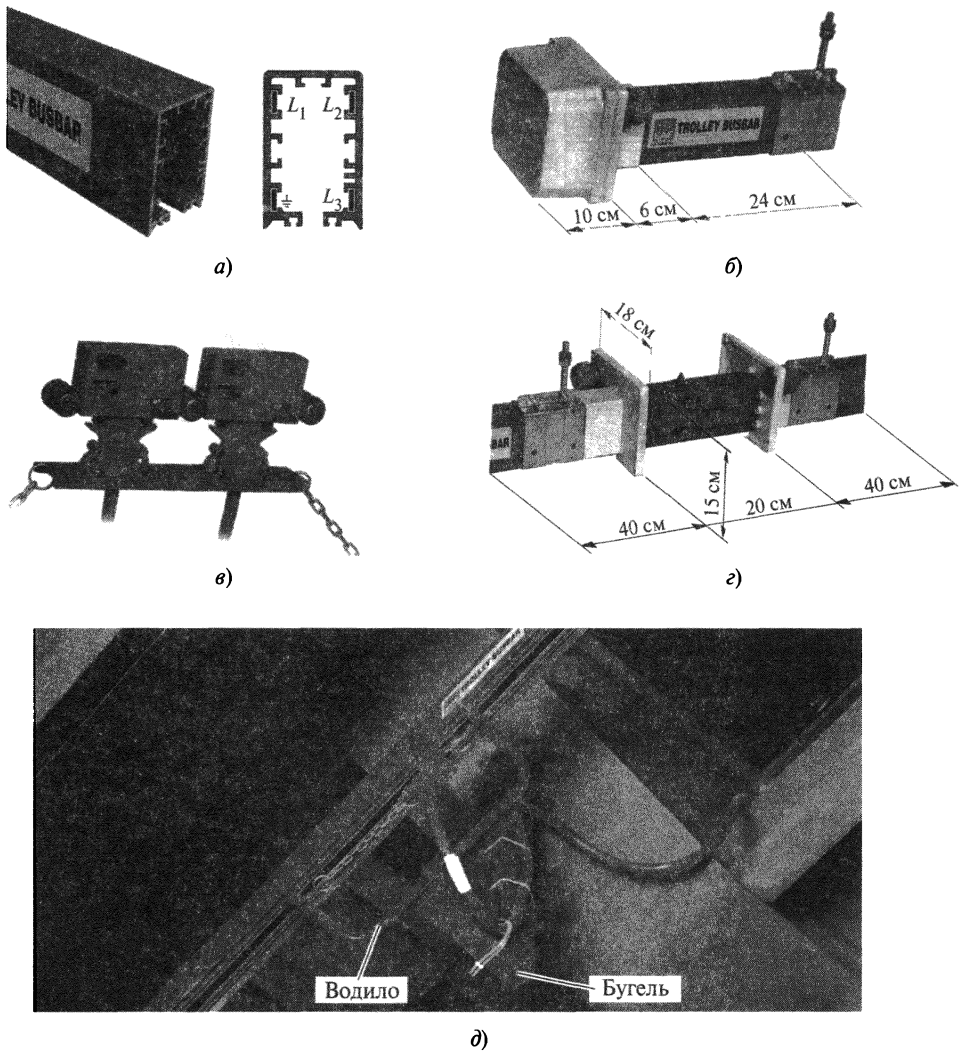


Рис. 10.19. Пример применения троллейного шинопровода закрытого исполнения типа ТВ:

а — поперечное сечение прямой секции; *б* — секция для ввода питания с конца; *в* — секция для ввода питания с середины; *г* — каретка токосъемная спаренная на ток 140 А; *д* — установка водила на бугеле крана

троллейных шинопроводах, шины изолированы пофазно, и они выпускаются на токи до 1000 А. В состав монотроллейных ТШ входят соединители, троллеедержатели, клицы опорные и промежуточные, токосъемники со щетками.

Шинопроводы всех типов имеют специально разработанные для них поддержи-

вающие и опорные устройства для крепления к строительным конструкциям зданий (рис. 10.21). Только устройства для крепления на них траверс под токосъемники, так называемые бугели, устанавливаемые на электроприемниках подвижного состава, не входят в номенклатуру ТШ и изготавливаются по индивидуальным заказам.

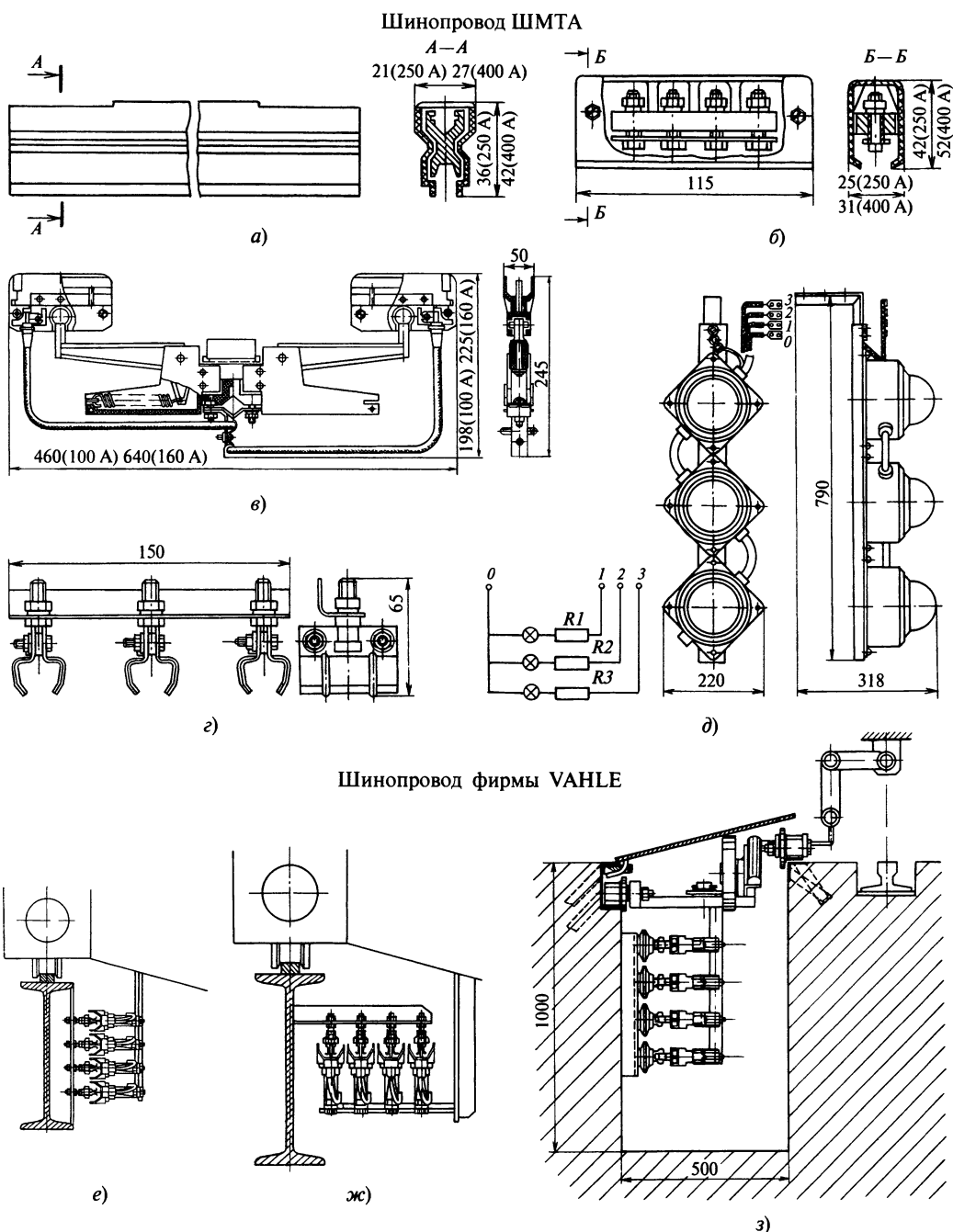


Рис. 10.20. Примеры конструктивного исполнения и применения монотроллейных шинопроводов:

а — секция прямая однофазная 3 м; *б* — соединитель; *в* — токосъемник на 100 и 160 А спаренный; *г* — клица промежуточная; *д* — указатель троллейный; *е, ж* — крепление на опорной подкрановой балке; *з* — крепление в канале для напольного транспорта

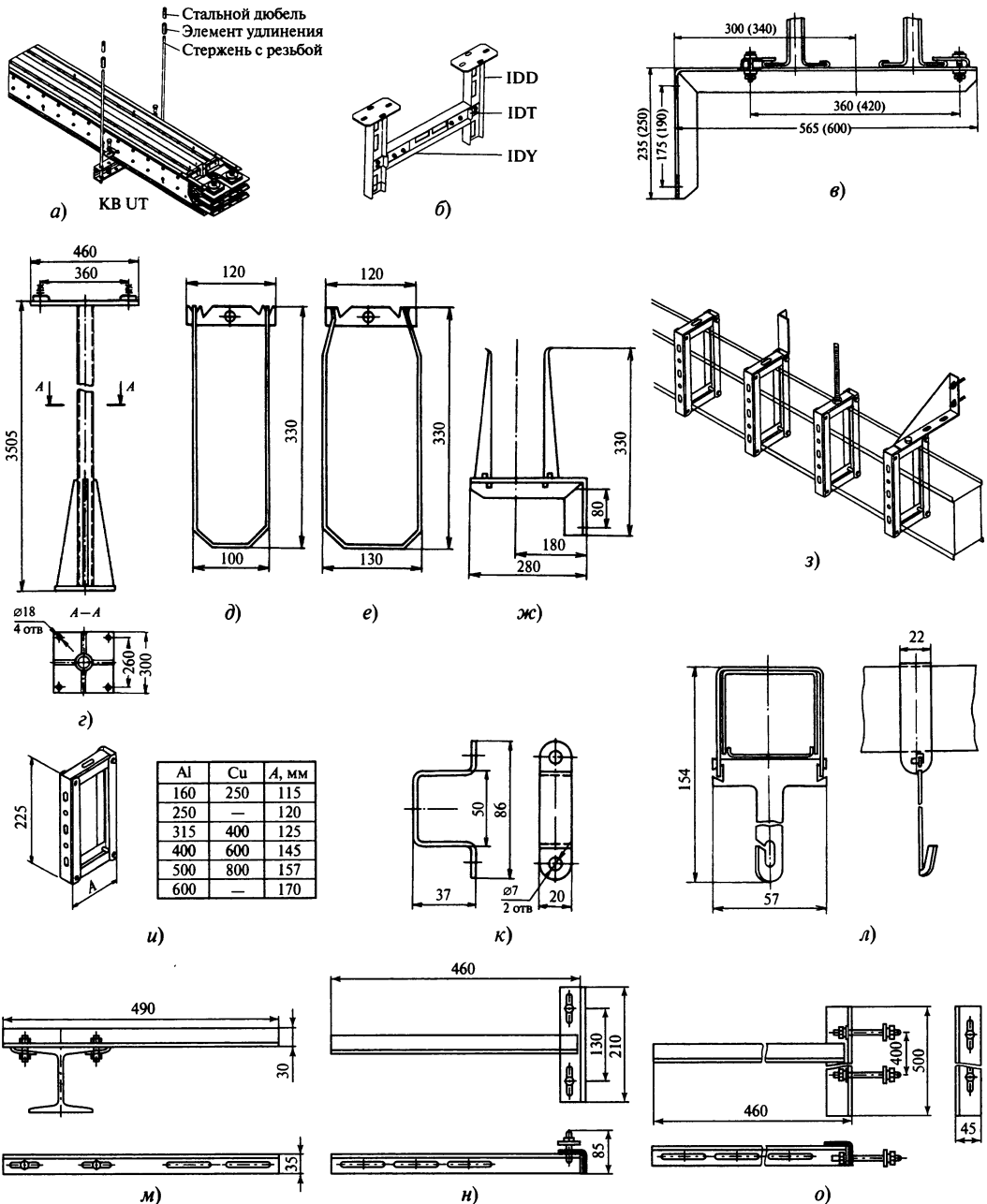


Рис. 10.21. Примеры стандартных элементов крепления шинопроводов:

а, б — накатные стержни и опоры для подвешивания магистральных шинопроводов типа КВ; в, г — настенный кронштейн и стойка для крепления МШ ШМА4; д, е, ж — подвесы и настенный кронштейн для крепления РШ ШРА4; з — различные способы крепления «обхвата» типа УТ к конструкциям для РШ КО; и — габаритные размеры «обхвата» УТ для РШ типа КО; к — скоба для крепления ОШ ШОС4 к стене; л — подвес к ШОС4 для осветительных приборов; м, н, о — кронштейны для крепления ТШ ШМТА: к кран-балке моно-рельса, к металлической балке, к железобетонной балке

10.3. ПРЕИМУЩЕСТВА ШИНОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Преимущества шинопроводных систем перед кабельными заключаются в следующем.

1. Шинные системы имеют компактную конструкцию, которая обеспечивается расположением с минимальными зазорами надежно изолированных плоских шин внутри защитного кожуха. Шинные системы требуют меньше места, чем кабельные системы, в особенности при нагрузках на линии в несколько сотен или тысяч ампер.

2. Плотно сжатые шины, заключенные в металлический корпус с хорошо развитой поверхностью, способны интенсивно проводить выработанное тепло на стенки кожуха и от него в окружающую среду. Охлаждение лучше, чем в кабельных системах.

3. Модульная конструкция шинных систем позволяет применять ее в зданиях или сооружениях любого типа и любой конфигурации, но, в отличие от кабельных, шинные системы можно легко изменять, дополнять или переносить в другое помещение, здание и устанавливать заново без особых капитальных затрат. Модульная конструкция шинных систем отличается гибкостью и мобильностью.

4. Шинные системы имеют современный и эстетичный внешний вид.

5. Шинные системы не горючи, не являются огнепроводными и не выделяют вредные газы (галоген) при пожаре. Кабельные системы могут возгораться и содействовать распространению пожара в зданиях.

6. Шинные системы не имеют эффекта образования тяги при возгораниях благодаря компактности конструкции либо благодаря вмонтированным внутренним противопожарным перемычкам, что особенно необходимо в высотных зданиях и торговых центрах.

7. Монтажная готовность шинных систем значительно выше, чем у кабельных систем. Это обеспечивает существенно более низкую стоимость монтажа и мень-

шее время использования рабочей силы при монтаже.

8. На стадии проектирования здания с использованием шинных систем:

а) уменьшается количество кабельных лотков;

б) сокращается число распределительных панелей в электрощитовой, становится возможным подключение нагрузок по всей трассе (от механизмов до распределительных щитов на этажах) напрямую от ответвительных коробок;

в) уменьшаются размеры главных распределительных щитов;

г) уменьшаются габариты помещения ГРЩ и отпадает необходимость в строительстве непроходных кабельных каналов;

д) сокращается число автоматических выключателей;

е) исключаются многие электромонтажные изделия, используемые для кабельных систем;

ж) упрощается разработка и сокращается время разработки проекта;

з) автоматизированный дополнительный дизайн-проект обладает наглядностью, кроме того, уточняются состав элементов системы и спецификация проекта.

9. Жесткая конструкция элементов системы обеспечивает повышенную устойчивость к воздействию токов короткого замыкания по сравнению с кабельными системами, достигая, например, для шинопровода 3000 А значений 264 кА амплитудного и 120 кА термического тока короткого замыкания.

10. Минимальное расстояние между осями проводников уменьшает их индуктивное сопротивление, а плоская, относительно тонкая шина способствует оптимальному распределению плотности тока в ней, снижая активное сопротивление (действие поверхностного эффекта проявляется в минимально возможной степени). В результате низких значений активного и индуктивного сопротивлений потеря напряжения при одной и той же длине проводников в шинных системах значительно ниже, чем в кабельных системах.

11. Низкие значения сопротивлений в шинных системах способствуют снижению потерь активной энергии и ограничивают рост реактивной энергии при эксплуатации по сравнению с кабельными системами.

12. Компактность конструкции и стальной кожух обеспечивают значительно более низкое электромагнитное поле вокруг шинной системы по сравнению с кабельной. Шинные системы высокой нагрузки (1600—5000 А) могут быть благополучно установлены вблизи информационных кабелей, при этом они не будут создавать электромагнитных помех в информационной системе.

13. Как правило, при особенно большой силе тока используют несколько кабелей для одного фазного соединения, где кабели могут различаться как по длине, так и по месту расположения и качеству присоединения. Шинные системы исключают разницу в длине между проводниками, имеют точные параметры активного и индуктивного сопротивления и обеспечивают равную в максимально возможной степени нагрузку на каждой фазе. В этом случае кабельные системы не могут быть строго параметрированы.

14. С шинной системой электроэнергия экономично и безопасно распределяется на линии с помощью ответвительных коробок в необходимых местах. Расположение этих ответвительных коробок можно легко и безопасно изменять при необходимости. Кроме того, всегда имеется возможность увеличения числа ответвительных коробок.

15. Шинные системы состоят из полностью сертифицированных стандартных элементов, где все предусмотрено для исключения ошибок обслуживающего персонала. К примеру, ответвительные коробки, или вилки, являются испытанными и сертифицированными частями шинной системы и соответствуют всем требованиям безопасности. На корпус шинопроводов наносят обозначения направления от источника электропитания и соответствующей маркировкой — место расположения шины

заземления. При монтаже соединения секций между собой производят, как правило, с помощью моментных ключей. Надежность присоединения всех элементов стандартизирована и практически не зависит от квалификации электромонтажника. Безопасность соединений кабельных систем зависит от опыта электромонтажника.

16. Шинные системы не могут быть повреждены различными грызунами благодаря наличию стального кожуха, в отличие от незащищенных кабельных систем.

Вывод. С учетом вышеперечисленных фактов системы сборных шин имеют преимущества перед кабельными системами такие, например, как: улучшенные электрические характеристики; упрощенные и вместе с тем надежные схемы распределения электроэнергии; минимальные пространственные объемы; быстроту установки и снижение расходов времени на монтаже; гибкость и трансформируемость системы; различные виды высокой степени защиты; легкость в обслуживании и экономии электроэнергии в эксплуатации.

Конечно, при выборе системы канализации электроэнергии необходимо, прежде всего, руководствоваться экономическими соображениями. Начальная стоимость только шинопроводов выше стоимости кабельных систем, но при учете возможного уменьшения количества панелей у ГРЩ (ВРУ) и количества кабельных электромонтажных изделий, высокой монтажной способности и эксплуатационных свойств шинопроводов их преимущества становятся очевидными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 10

10.1. **Правила** устройства электроустановок. М.: Энергосервис, 2002.

10.2. **Fisher L., Frank R.** Pared Phase Bus Bar for Large Poliphase Currents // AIEE Trans. 1943. Vol. 62. P. 71—77, disk. 417—418.

10.3. **Мукосеев Ю.Л.** Распределение переменного тока в токопроводах. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1959.

10.4. **Изделия** заводов Главэлектромонтажа: Справочник. М.: Энергоиздат, 1981.

10.5. **Номенклатура** изделий заводов Укр-главэлектромонтажа. М.: СБНТИ, 1988.

10.6. **Магистральные** шинопроводы от 800 до 6300 А системы ЕАЕ-Электрик (ВСК-Электро): Каталог. М., 2007.

10.7. **Low-voltage** busbar trunking LANZ HE with resin-cast copper or aluminium conductors. Oensing, 1999.

10.8. **Электромонтажные** устройства и изделия: Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1988.

10.9. **Прокладка** магистральных шинопроводов ШМА5-2500 и ШМА5-3200 переменного тока 2500 и 3200 А // Вып. А91. Материалы для проектирования. М.: ВНИПИТяжпромэлектропроект, 2007.

10.10. **Распределительные** шинопроводы от 40 до 800 А системы ЕАЕ-Электрик (ВСК-Электро): Каталог. М., 2008.

10.11. **КАМ/КАР.** Шинные системы освещения КАМ 25 и 32 А ЕАЕ-Электрик (ВСК-Электро): Каталог. М., 2008.

10.12. **Insulated** Conductor Systems, U-20, U-30, U-40, VAHLE, Kamen/Germany.

Раздел 11

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

11.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Условные обозначения типов трансформаторов включают буквенное обозначение, характеризующее тип трансформатора, число фаз, вид охлаждения, число обмоток, вид переключения ответвлений, а также обозначение номинальной мощности и класса напряжения. Буквенное обозначение трансформатора содержит следующие данные в указанном порядке: *число фаз* — для трехфазных Т, для однофазных — О; *вид охлаждения* — естественная циркуляция воздуха и масла М, естественное воздушное при открытом исполнении С, естественное воздушное при защищенном исполнении СЗ; *принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла* Д; *число обмоток* — трехобмоточный трансформатор Т; *выполнение одной обмотки с устройством регулирования напряжения под нагрузкой* (РПН) обозначают буквой Н. Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения (НН) обозначают буквой Р (например, ТРДН). Исполнение трансформатора для собственных нужд электростанций обозначают буквой С (например, ТРДНС); Г — герметичное исполнение (без расширителя). Для обозначения автотрансформатора добавляют букву А впереди букв, указанных выше. Исполнение трансформатора с естественным масляным охлаждением с защитой с помощью азотной подушки, без расширителя, обозначают дополнительной буквой З после вида охлаждения (например, ТМЗ).

В цифровом обозначении в виде дроби указывают номинальную мощность в киловольт-амперах (числитель) и класс напря-

жения обмотки высшего напряжения (ВН) в киловольтах (знаменатель).

Мощность указывается полная в киловольт-амперах, так как его активная мощность зависит от коэффициента мощности потребителя и поэтому может изменяться. Например, ТМ-320/10 — трехфазный трансформатор с естественным масляным охлаждением мощностью 320 кВ·А и высшим напряжением 10 кВ, ТДТНГ-20000/110 — трехфазный масляный трансформатор, дутьевое охлаждение, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, грузопорный, мощностью 20 000 кВ·А и высшим напряжением 110 кВ.

Нормальные условия работы трансформатора. Высота установки над уровнем моря не более 1000 м, кроме трансформаторов 750—1150 кВ, для которых высота установки над уровнем моря не более 500 м; климатическое исполнение У; среднесуточная температура воздуха не более 30 °С и среднегодовая температура воздуха не более 20 °С; температура охлаждающей воды не более 25 °С у входа в охладитель.

Категория размещения: для масляных трансформаторов, трансформаторов с жидким диэлектриком и сухих герметичных трансформаторов: 1, 2, 3, 4; для сухих негерметичных трансформаторов: 3, 4.

Номинальная частота питающей сети 50 Гц.

Форма кривой напряжения, подводимого к трансформатору, должна быть синусоидальной, а система фазных напряжений — симметричной.

В табл. 11.1 приведены виды охлаждения силовых трансформаторов.

Таблица 11.1. Виды охлаждения трансформаторов

Охлаждение	Условные обозначения
<i>Сухие трансформаторы</i>	
Естественное воздушное:	
при открытом исполнении	С
при защищенном исполнении	СЗ
при герметичном исполнении	СГ
<i>Масляные трансформаторы</i>	
Естественная циркуляция воздуха и масла	М
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла	МЦ
Принудительная циркуляция воздуха и масла	ДЦ
Принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла	МВ
Принудительная циркуляция воды и масла	Ц
<i>Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком</i>	
Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком	Н
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем	НД

Примеры условных обозначений типов трансформаторов

1. ТМ-100/10-78У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор, с охлаждением М, номинальной мощностью 100 кВ · А, класса напряжения 10 кВ, конструкция 1978 г., исполнение У, категория 1.

2. ТРДНС-32000/35-80У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор, с расщепленной обмоткой НН, с охлаждением Д, с РПН, исполнения для собственных нужд электростанций, номинальной мощностью 32 МВ · А, класса напряжения

35 кВ, конструкция 1980 г., исполнения У, категории 1.

3. ТСЗ-100/10-79УЗ — трехфазный сухой трансформатор защищенного исполнения, номинальной мощностью 100 кВ · А, класса напряжения 10 кВ, конструкция 1979 г., исполнения У, категория 3.

11.2. СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Краткое описание систем охлаждения трансформаторов приводится ниже.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частичного лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное охлаждение при открытом исполнении С, при защищенном исполнении — СЗ, при герметичном исполнении СГ, с принудительной циркуляцией воздуха СД.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой окружающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677—85 должно быть не больше: 60 °С (класса А); 75 °С (класса Е); 80 °С (класса В); 100 °С (класса F); 125 °С (класса Н). Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВ · А при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16 000 кВ · А включительно. В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, циркулирующему по баку и радиаторам, и окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансфор-

матора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать $+95\text{ }^{\circ}\text{C}$ в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрооборудования (ПТЭ).

Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду бак трансформатора снабжают ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб помещают вентиляторы. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов осуществляется автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100 % номинальной, а температура верхних слоев масла не более $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и при температуре масла не выше $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$ независимо от нагрузки (ПТЭ). Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой $+95\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготовлять такие трансформаторы мощностью до $80\,000\text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью $63\,000\text{ кВ} \cdot \text{А}$ и выше. Охладители состоят из тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Такая система охлаждения

позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как система ДЦ, но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло. Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на $0,02\text{ МПа}$ (2 Н/см^2). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное исполнение и выполняется на мощных трансформаторах ($160\text{ МВ} \cdot \text{А}$ и более).

11.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанции. В электрических сетях предусматриваются способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов.

Обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации, что дает возможность поддерживать на шинах низшего напряжения (НН) [среднего напряжения (СН)] подстанций напряжение, близкое к номинальному, когда первичное напряжение отклоняется по тем или иным причинам от номинального. Переключение ответвлений может происходить без возбуждения, т.е. после отключения всех обмоток от сети или с регулированием напряжения под нагрузкой.

Устройствами переключения без возбуждения (ПБВ) снабжаются почти все трансформаторы небольшой мощности. Они позволяют регулировать напряжение ступенями относительно номинального $\pm 5\%$. Применяются ручные трехфазные и однофазные переключатели.

Устройство ПБВ не позволяет регулировать напряжение в течение суток, так как это потребовало бы частого отключения трансформатора для производства переключений, что по условиям эксплуатации практически недопустимо. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

Регулирование под нагрузкой позволяет переключать ответвления обмотки транс-

форматора без разрыва цепи. Устройство РПН предусматривает регулирование напряжения в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформаторов (от ± 10 до $+16\%$ ступенями приблизительно по $1,5\%$).

Регулировочные ступени выполняются на стороне высшего напряжения (ВН), так как меньший по значению ток позволяет облегчить работу переключающего устройства. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки.

В табл. 11.2 приведены технические характеристики силовых трехфазных

Таблица 11.2. Технические характеристики силовых трехфазных трансформаторов с естественным охлаждением

Тип трансформатора	$S_{\text{т. ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$u_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$	Потери, кВт		Сопротивление фазы, мОм	
		ВН	НН			$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$	X	R
ТМ-10/6	10	6	0,4	5,5	10,0	0,105	0,335	363,0	240,0
ТМ-20/6	20				10	9,0	0,180	0,600	152,0
ТМ-20/10		10,0				0,220	0,600	369,0	240,0
ТМ-50/6	50	6	0,525		6,5	0,350	1,325	78,5	38,0
ТМ-50/10		10	0,4		7,5	0,440	1,325	152,0	84,0
ТМ-100/6	100	6	0,525	6,5	8,0	0,600	2,40	45,2	20,0
ТМ-100/10		10			6,0	0,730		44,0	
ТМ-100/35		35			7,0	0,900		96,0	38,0
ТМ-180/6	180	6		5,5	8,0	1,00	4,00	26,0	9,7
ТМ-180/10		10			6,0	1,20	4,10	25,8	
ТМ-180/35		35	0,4	6,5	7,0	1,50		53,4	20,0
ТМ-320/6	320	6	0,525	5,5	7,5	1,60	6,07	15,0	4,9
ТМ-320/10		10			6,0	1,90	6,20	14,9	4,8
ТМ-320/35		35	0,4	6,5	6,5	2,30		31,0	9,7
ТМ-560/10	560	10	6,3	5,5	6,0	2,50	9,40	10,8	3,9
ТМ-560/35		35	10,5	6,5	6,5	3,35		17,9	4,8
ТМ-750/10	750	10	0,525	5,5	6,0	4,10	11,9	14,6	4,14
ТМ-1000/10	1000		6,3		5,0	4,90	15,0	—	—
ТМ-1000/35		35	10,5	6,3	5,5	5,10	15,0	17,4	4,14

Примечания:

1. Сопротивления фазы обмотки приведены к обмотке низшего напряжения.

2. $S_{\text{т. ном}}$ — номинальная мощность трансформатора; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; $u_{\text{к}}$ — напряжение КЗ; $I_{\text{х}}$ — ток холостого хода; $\Delta P_{\text{х}}, \Delta P_{\text{к}}$ — потери холостого хода и нагрузочные (КЗ) соответственно; X, R — индуктивное и активное сопротивление соответственно.

трансформаторов с естественным охлаждением.

Трансформаторы типов ТСМА, ТМА и ТАМ изготавливают трехфазными с масляным естественным охлаждением, алюминиевыми обмотками. Их сердечник выполнен из холоднокатаной стали. В трансформаторах типов ТМА и ТАМ применена горячекатаная электротехническая сталь.

В табл. 11.3 даны технические характеристики трансформаторов типов ТСМА, ТМА, ТАМ.

Допустимые послеаварийные перегрузки для сухих трансформаторов приведены ниже:

В табл. 11.4 и 11.5 приведены технические характеристики трехфазных сухих силовых защищенных трансформаторов общего назначения.

В табл. 11.6 представлены технические характеристики сухих трансформаторов с литой изоляцией серии Trihal.

В табл. 11.7 приведены технические характеристики трансформаторов с негорючим жидким наполнителем.

Трансформаторы трехфазные сухие типа ТС с естественным охлаждением изготавливают мощностью от 180 до 1000 кВ · А на напряжение 6; 10 и 13, 8 кВ.

Коэффициент допустимой перегрузки $k_{д.п}$ для сухих трансформаторов	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Продолжительность допустимой перегрузки $t_{д.п}$, мин	60	45	32	18	5

Таблица 11.3. Технические характеристики трансформаторов типов ТСМА, ТМА, ТАМ

Тип трансформатора	$S_{\text{т ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}},$ кВ		Потери, кВт		$I_x, \%$	$u_k, \%$	КПД, %
		ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k			
ТСМА-60/6-10	60	10,0	0,4	0,575	1,30	7,5	4,5	97,34
ТСМА-100/6-10	100			0,400	2,07	6,5		97,42
ТСМА-100/6-10			0,575					
ТСМА-180/6-10	180		0,525	1,00	3,20	6,0		97,72
ТСМА-320/6-10	320			1,60	4,85	5,5		98,02
ТСМА-320/6-10/0,4			0,4					98,00
ТСМА-320/6-10/0,23			0,23					
ТМА-100/6-10	100		0,525	0,650	2,40	7,0	5,5	97,42
ТМА-180/6-10	180			1,10	4,00	6,5		97,72
ТМА-320/6-10	320			1,70	6,10			98,02
ТАМ-560/10	560			2,50	9,40	6,0		97,80
ТАМ-750/10	750			4,10	11,90			97,90
ТАМ-1000/10	1000			4,90	15,00	5,0		98,05
ТАМ-1800/10	1800			8,00	24,00	4,5		98,25
ТАМ-1800/35		35,0		8,30		5,0	6,3	98,30
ТАМ-3200/35	3200	38,5	10,5	11,50	37,00	4,5	7,0	98,51
ТАМ-5600/35	5600			18,50	57,00		7,5	98,6

Таблица 11.4. Технические характеристики силовых трехфазных сухих защищенных трансформаторов общего назначения мощностью от 10 до 160 кВ · А на напряжение до 660 В

Тип трансформатора	$S_{\text{Т ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$u_k, \%$	Потери, Вт		$I_x, \%$	Масса трансформатора, кг	Размеры, мм		
			ΔP_x	ΔP_k			высота H	длина L	ширина B
ТСЗ-10/0,66	10	4,5	90	280	7,0	150	650	700	440
ТСЗ-16/0,66	16		125	400	5,8	180	680	760	480
ТСЗ-25/0,66	25		180	560	4,8	240	720	820	520
ТСЗ-40/0,66	40		250	800	4,0	320	820	890	540
ТСЗ-63/0,66	63		355	1090	3,3	440	920	970	580
ТСЗ-100/0,66	100		500	1500	2,7	580	980	1060	620
ТСЗ-160/0,66	160		710	2060	2,3	800	1150	1150	680

Примечания:

1. Номинальные напряжения: ВН — 380, 500 и 660 В, НН — 230 и 400 В.
2. Обмотки ВН соединены в звезду; начала и концы фаз обмоток НН выведены на панель зажимов, что позволяет соединять обмотки НН в звезду или треугольник.
3. На обмотках ВН переключение возбуждения (ПБВ) в пределах $\pm 5 \%$.

Таблица 11.5. Технические характеристики силовых трехфазных сухих защищенных трансформаторов общего назначения мощностью от 160 до 1600 кВ · А на напряжение от 6 до 15,75 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{т ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$u_{\text{к}}, \%$	Потери, Вт		$I_{\text{х}}, \%$	Масса трансформатора, кг	Размеры, мм		
			$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$			высота H	длина L	ширина B
ТС3-160/10	160	5,5	700	2700	4,0	1400	1700	1800	950
ТС3-250/10	250		1000	3800	3,5	1800	1850	1850	1000
ТС3-400/10	400		1300	5400	3,0	2400	2150	2250	
ТС3-630/10	630		2000	7300	1,5	3400	2300		2400
ТС3-1000/10	1000		3000	11 200		4600	2250		
ТС3-1600/10	1600		4200	16 000		6500	3200	2650	
ТС3-250/15	250	8,0	1100	4440	4,0	2200	1850	2300	1200
ТС3-400/15	400		1400	6000	3,5	2700	2150	2450	
ТС3-630/15	630		2300	8700	2,0	4000	2350		
ТС3-1000/15	1000		3200	12 000		5000	2750	2550	
ТС3-1600/15	1600		4300	16 000		6800	3200	2600	

Трансформаторы для собственных нужд электростанций

ТСЗС-630/10	630	8,0	2000	8500	2,0	3800	2300	2250	1100
ТСЗС-1000/10	1000		3000	12 000		5600	2550	2400	1350

Таблица 11.6. Технические характеристики сухих трансформаторов с литой изоляцией «Trihal» (Франция) для электрических распределительных сетей

Параметр	Значение параметра										
	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
Номинальная мощность*, кВ·А											
ВН, кВ											
Номинальное напряжение обмотки											
ВН, кВ											
Уровень изоляции											
Частота, Гц											
Максимальная температура окружающей среды, °С											
Напряжение холостого хода обмотки НН, В											
Способ и диапазон регулирования (без возбуждения)											
Схема и группа соединения обмоток											
ΔP_x , Вт	610	820	950	1150	1300	1500	1700	2000	2500	2800	3500
ΔP_k , Вт (при 75 °С)	2300	3100	3600	4300	5200	6400	7700	8800	10 500	12 300	14 900
ΔP_k , Вт (при 120 °С)	2700	3500	4100	4900	6000	7300	8800	10 000	12 000	14 000	17 000
u_k , %	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
I_x , %	2,3	2,0	1,8	1,5	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1
Масса, кг:											
в металлическом кожухе	960	1150	1360	1580	1810	2060	2120	2620	2990	3750	5340
без защитного кожуха	770	950	1150	1360	1580	1820	1880	2360	2710	3400	4800

* Номинальная мощность дана для естественного охлаждения, при принудительной вентиляции может быть увеличена на 40 %.

В них обмотки высшего напряжения имеют четыре ответвления для изменения коэффициента трансформации: $\pm 5\%$; $\pm 2,5\%$. Переключение с одного ответвления на другое можно производить только при полном отключении трансформатора от сети.

В табл. 11.8 приведены технические характеристики трехфазных сухих трансформаторов типа ТС.

В табл. 11.9 даны массогабаритные характеристики сухих трансформаторов типа ТС.

Таблица 11.7. Технические характеристики трансформаторов типа ТНЭЗ* с негорючим жидким наполнителем (ОАО «Уралэлектротяжмаш») на 6—10 кВ

Параметр	Значение параметра						
Номинальная мощность, кВ · А	160	250	400	630	1000	1600	2500
Номинальное напряжение сети, кВ	6; 6,3; 10; 10,5						
Вторичное напряжение, В	400						
Номинальный ток обмотки НН, А	231	361	577	909	1440	2310	3610
Частота, Гц	50 (60)						
u_k , %	4,1	4,8	4,3	5,3	5,6	5,7	6,4
ΔP_k , кВт	2,28	3,25	4,5	6,8	10,5	15,6	22,0
I_x , %	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
Масса жидкости, кг	280	350	415	560	770	1350	2075
Масса полная, кг	1200	1400	1615	2250	3170	4820	7300
Размеры, мм:							
длина	1550	1620	1700	1900	2140	2245	2500
ширина	870	900	915	1110	1160	1445	2190
высота	1500	1560	1590	1755	1790	2145	2490

* Т — трехфазный; Н — охлаждение естественное негорючим диэлектриком; Э — экологически чистый диэлектрик; З — герметизированный.

Таблица 11.8. Технические характеристики трансформаторов типа ТС

Тип трансформатора	$S_{T \text{ ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}},$ кВ		Потери, кВт		$I_x, \%$	$u_k, \%$	КПД, %
		ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k			
ТС-180/10	180	10	0,525	1,6	3,0	4,0	5, 5	97,51
ТС-320/10	320			2,6	4,9	3,5		
ТС-560/10	560			3,5	7,4	3,0		
ТС-750/10	750			4,0	8,8	2,5		
ТС-560/15	560	13,8	0,40	3,4	6,4	3,0	8,0	98,23
ТС-750/15	750			5,15	8,0			98,35
Трансформаторы для собственных нужд электростанций								
ТС-560/10	560	6,3	0,525	3,5	7,4	3,0	8,0	98,21
ТС-750/10	750			4,0	8,8	2,5		98,32

Трансформаторы трехфазные сухие с литой изоляцией мощностью 400—2500 кВ · А, 6 (10) кВ типов ТСЛ и ТСЗЛ предназначены для внутренней установки; их технические данные приведены в табл. 11.10. Трансформаторы отличаются экологической безопасностью, исключительная взрыво- и пожаробезопасность, высокая динамическая стойкость обмоток к токам

короткого замыкания (КЗ), низкий уровень частичных разрядов, малошумность, малые размеры. Схема и группа соединения обмоток Δ/Y_n-11 .

В табл. 11.11 приведены технические характеристики трехфазных сухих трансформаторов типов ТС, ТСЗ, ТСЗА, ТСЗУ, ТСЗЛ, ТСЗС, в табл. 11.12 — трехфазных масляных трансформаторов.

Таблица 11.9. Размеры и масса сухих трансформаторов типа ТС

Тип трансформатора	Масса, т		Размеры, мм		
	общая	активной части	длина	ширина	высота
ТС-180/10	1,86	1,46	2420	1130	2040
ТС-320/10	2,45	2,05			
ТС-560/10	3,56; 3,70; 3,75	3,2	2100; 2500	1180; 1245	2200
ТС-750/10	4,68	4,0	2520	1290	2500

Таблица 11.10. Технические данные трансформаторов типов ТСЛ и ТСЗЛ

Тип трансформатора	$S_{\text{Т ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	Потери, Вт		$u_{\text{к}}, \%$	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ	
		$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$		ВН	НН
ТСЛ-400/10 УЗ	400	1000	4500	6,0	10,5;10;6,3; 6,0	0,4
ТСЗЛ-400/10 УЗ						
ТСЛ-630/10 УЗ	630	1370	6700			
ТСЗЛ-630/10 УЗ						
ТСЛ-1000/10 УЗ	1000	2000	8800			
ТСЗЛ-1000/10 УЗ						
ТСЛ-1250/10 УЗ	1250	2500	10 500			
ТСЗЛ-1250/10 УЗ						
ТСЛ-1600/10 УЗ	1600	2800	12 300			
ТСЗЛ-1600/10 УЗ						
ТСЛ-2500/10 УЗ	2500	4300	18 300			
ТСЗЛ-2500/10 УЗ						

Таблица 11.11. Технические характеристики трехфазных сухих трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{Т ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{ном}}$ обмоток, В		Потери, Вт		$u_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{х}}^*$	$\Delta P_{\text{к}}$		
ТС-10/0,66	10	380; 660	230; 400	75 (90)	280	4,5	7
ТСЗ-10/0,66		380	36; 42				
ТС-16/0,66	16	380; 660	230; 400	100 (125)	400		5,8
ТСЗ-16/0,66		220	230				
		380	36; 42				

Окончание табл. 11.11

Тип трансформатора	$S_{\text{т ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{ном}}$ обмоток, В		Потери, Вт		$u_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$	
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{х}}^*$	$\Delta P_{\text{к}}$			
ТС-25/0,66	25	380; 660	230; 400	140 (180)	560	4,5	4,8	
ТС-25/0,66		220	230					
		380	36; 42					
ТС-40/0,66	40	380; 660	230; 400	200 (250)	800		0,7	
ТС3-40/0,66		220	230					
		380	36; 42					
ТС-63/0,66	63	380; 660	230; 400	280 (350)	1050		3,3	
ТС3-63/0,66		220	230					
ТС-100/0,66	100	380; 660	230; 400	390 (490)	1450		2,7	
ТС3-100/0,66				560 (700)	2000			2,3
ТС-160/0,66	160							
ТС3-160/0,66								
ТС3-160/10	250	6; 6,3; 10; 10,5**	0,23; 0,4; 0,69	0,7***	2,7***	5,5	4	
ТС3-250/10		6; 10		1	3,8		3,5	
ТС3-400/10	400	6; 6,3; 10; 10,5		1,3	5,4		3	
ТС3А-400/10		6; 10					1,8	
ТС3А-400/10		6,3;10,5	0,4	1,12	7,3		1,5	
ТС3А-630/10	630	6; 6,3; 10; 10,5	0,4; 0,69	2				
ТС3А-630/10		6,3; 10,5	0,4	1,72				
ТС3А-630/10		6; 10	0,4; 0,69	2	8,5	8	2	
ТС3С-630/10		6; 6,3; 10; 10,5	0,4					
ТС3-1000/10	1000	6; 10	0,4; 0,69	3	11,2	5,5	1,5	
ТС3С-1000/10		6; 6,3; 10; 10,5	0,4		12	8	2	
ТС3А-1000/10							2,5	1,1
ТС3А-1000/10							6; 6,3; 10	
ТС3У-1000/10					6; 10		2,45	10,4
ТС3-1600/10	1600	6; 10; 10,5	0,4; 0,69	4,2	16		1,5	
ТС3У-1600/10				3,4	17		0,7	
ТС3Л-630/10	630	6; 6,3; 10; 10,5		1,65	7,1	5,5	1,4	
ТС3Л-1000/10	1000	6; 10		2	10,2		1,0	
ТС3Л-1600/10	1600			15	0,7			
ТС3Л-2500/10	2500			4	20,25	6	0,65	

* В скобках даны возможные значения $\Delta P_{\text{х}}$.

** Здесь и ниже значения даны в киловольтах.

*** Здесь и ниже значения даны в киловаттах.

Примечания:

1. В обозначении типа Т — трансформатор, С — сухой, З — защищенный; в числителе $S_{\text{т ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$, в знаменателе $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$.

2. Обмотки ВН соединены в звезду; начала и концы фаз обмотки НН — в звезду или в треугольник.

3. Климатическое исполнение УХЛ4.

4. Уровень шума < 65 дБ.

5. Степень защиты IP 11 — в кожухе, и IP 00 — без кожуха. Обмотки ВН — ПБВ $\pm 5 \%$.

6. Схема и группа соединений обмоток $\Delta/Y_{\text{н}}$ -11 для всех исполнений и $Y/Y_{\text{н}}$ -0 (до 1000 кВ · А включительно).

Таблица 11.12. Технические характеристики трехфазных масляных трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{г\text{ ном'}}$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		$u_k, \%$	$I_x, \%$
		ВН	НН		ΔP_x	ΔP_k		
а) Напряжение до 35 кВ								
ТМ-25/10	25	6; 10	0,4	Y/Y_H-0 Y/Z_H-11	130	600	4,5	3,2
						690	4,7	
ТМ-40/10	40				175	880	4,5	3,0
						1000	4,7	
ТМ-63/10	63				240	1280	4,5	2,8
						1470	4,7	
ТМ-100/10	100	100	0,4	Y/Y_H-0 Y/Z_H-11	330	1970	4,5	2,6
							2270	
ТМ-100/35		35	Y/Y_H-0	420	1970	6,5		
						2270	6,8	
ТМ-160/10	160	6; 10	0,4	Y/Y_H-0	510	2650	4,5	2,4
ТМФ-160/10			0,69	Δ/Y_H-11		3100		
ТМ-160/35		35	0,4	Y/Z_H-11	620	3100	4,7	
							6,5	
							6,8	
ТМ-250/10	250	6; 10	0,4	Y/Y_H-0	740	3700	4,5	2,3
			0,69	Δ/Y_H-11		4200	4,7	
ТМ-250/35		35	0,4	Y/Z_H-11	900	4200	6,5	
							6,8	
ТМ-400/10	400	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y_H-0	950	5500	4,5	2,1
ТМФ-400/10				Δ/Y_H-11		5900		
ТМН-400/10						5900		
ТМ-400/35		35	0,4	Y/Y_H-0	1200	5500	6,5	
ТМН-400/35			0,69	Y/Y_H-11		5900		
ТМ-630/10	630	6; 10	0,4	Y/Y_H-0	1310	7600	5,5	2
ТМФ-630/10			0,4	Δ/Y_H-11		8500		
ТМН-630/10			0,69			8500		
ТМ-630/35		35	0,4	Δ/Y_H-0	1600	7600	6,5	
ТМФ-630/35			0,69	Δ/Y_H-11		8500		
ТМН-630/35			6,3	$Y/\Delta-11$		7600		
			11	$Y/\Delta-11$				

Продолжение табл. 11.12

Тип трансформатора	$S_{T \text{ ном'}}$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		$u_k, \%$	$I_x, \%$	
		ВН	НН		ΔP_x	ΔP_k			
ТМ-1000/10	1000	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	1600	10 800	5,5	1,0	
			0,69	Δ/Y_H -11					
			3,15						
			6,3						
		10	10,5	Y/ Δ -11					
ТМ-1000/35		13,8	0,4	Y/Y _H -0	2000	11 600; 12 200	6,5	1,4	
		15,75	0,69	Δ/Y_H -11					
		20	6,3	Y/ Δ -11					
			10,5						
		35	3,15	Y/ Δ -11					
			6,3						
			10,5						
ТМН-1000/35		20	0,4	Y/Y _H -0	2100		6,5	1,4	
			Δ/Y_H -11						
			0,69	Δ/Y_H -11					
			6,3	Y/ Δ -11					
			11						
		35	0,4	Y/Y _H -0					
			0,69						
			6,3	Y/ Δ -11					11 600
			11						
ТМ-1600/10	1600	6	0,4	Y/Y _H -0	2300	16 500	6,0	0,8	
			Δ/Y_H -11						
			0,69	Δ/Y_H -11					
		10	3,15	Y/ Δ -11					
			6,3						
		ТМ-1600/35	20	0,4					Y/Y _H -0
Δ/Y_H -11									
0,69				Δ/Y_H -11					
6,3				Y/ Δ -11					
10,5									
35	0,4		Y/Y _H -0						
	0,69								
	3,15		Y/ Δ -11		16 500				
	6,3								
10,5									

Продолжение табл. 11.12

Тип трансформатора	$S_{\text{Т ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		$u_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$	
		ВН	НН		$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$			
ТМН-1600/35	1600	13,8	0,4	$\Delta/Y_{\text{H}}-11$	2900	16 500	6,5	1,3	
		15,75	11	$Y/\Delta-11$					
		20	0,4	$Y/Y_{\text{H}}-0$					
			$\Delta/Y_{\text{H}}-11$	0,69					
				6,3					
				11					
		35	0,4	$Y/Y_{\text{H}}-0$		18 000			
			0,69	$Y/\Delta-11$		16 500			
			6,3						
			11						
ТМ-2500/10	2500	6	0,4	$\Delta/Y_{\text{H}}-11$	3850	23 500	6,5	1	
			0,69						
		10	3,15	$Y/\Delta-11$					
			6,3	$Y/\Delta-11$					
			10,5						
		ТМ-2500/35	20	0,69	$\Delta/Y_{\text{H}}-11$	3900			23 500
35			3,15	$Y/\Delta-11$					
20; 35			6,3	$Y/\Delta-11$					
			10,5						
ТМН-2500/35		13,8	6,3	$Y/\Delta-11$	4100	23 500			
		15,75	11						
		20	0,69	$\Delta/Y_{\text{H}}-11$					
		35	6,3	$Y/Y_{\text{H}}-0$					
		20; 35	11						
	ТМ-4000/10	4000	6; 10	3,15			$Y/\Delta-11$	5200	33 500
10			6,3						
35			3,15						
20			6,3						
35			10,5						
13,8			6,3; 11	5600					
15,75									
20									
35									
ТМ-6300/10	6300				10	3,15		7400	46 500
6,3									
10,5									

Продолжение табл. 11.12

Тип трансформатора	$S_{г. ном},$ кВ · А	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		$u_k, \%$	$I_x, \%$
		ВН	НН		ΔP_x	ΔP_k		
ТМ-6300/35	6300	35	3,15	Y/Δ-11	7600	46 500	7,5	0,8
		20	6,3					
		35	10,5					
ТМН-6300/35		35	6,3; 11		8000			
ТД-10000/35	10000	38,5	6,3	Y/Δ-11	—	—	—	—
			10,5					
ТД-16000/35	16000	—	—	—	—	—	—	—
ТДЦ-80000/35	80000	15,75	6,3	Δ / Δ-0	58 000	280 000	10,0	0,45
			10,5					

б) Модернизированные с масляным диэлектриком

ТМ-400/10	400	6;10	0,4; 0,69	—	900	5500	5,5	1,5
ТМ-630/10	630			—	1250	7600		1,25
ТМ-1000/10	1000			—	1900	10 500		1,15
ТМВМЗ-630/10	630			—	1200	8500		0,4
ТМВМЗ-1000/10	1000			—	1650	11 000		

в) Для комплектных трансформаторных подстанций

TM3-250/10	250	6;10	0,4; 0,69	—	740	3700	4,5	2,3
TM3-400/10	400			—	950	5500		2,1
TM3-630/10	630			—	1310	7600	5,5	1,8
TH3-630/10								
TM3-1000/10	1000			—	1900	10 800		1,2
TH3-1000/10								
TM3-1600/10	1600			—	2650	16 500	6	1
TH3-1600/10								
TM3-2500/10	2500			—	3750	24 000		0,8
TH3-2500/10								

г) Напряжение до 220 кВ (мощность в МВ · А)

ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	—	5,5	22	6	1,5
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11; 16,5	—	10	44	10,5	1
ТДН-10000/110	10		6,6; 11; 16,5		14	58		0,9
ТНД-16000/110	16		22; 34,5		18	85		0,7
ТДН-24000/110	25		38,5		25	120		0,65
ТДН-40000/110	40				34	170		0,55
ТРДН-25000/110	25		6,3—6,3; 10,5—10,5		25	120		0,65

Окончание табл. 11.12

Тип трансформаторов	$S_{\text{Т ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		$u_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$
		ВН	НН		$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$		
ТРДН-40000/110	40	115	6,3—10,5	—	34	170	10,5	0,55
ТРДН-63000/110	63				50,5	245		0,5
ТРДН-80000/110	80				58	310		0,45
ТРДН-63000/110	63	242	38,5	—	50	245	11	0,5
ТДН-80000/110	80				58	310		0,45
ТРДЦН-125000/110	125		10,5—10,5; 6,3	—	105	400		0,55
ТД-80000/220	80		10,5; 13,8		79	315		0,45
ТДЦ-125000/220	125		10,5; 13,8		120	380		0,55
ТРДН-32000/220	32	230	6,3—6,3	—	45	150	11,5	0,65
			6,6—6,6					
			11—11					
			11—6,6					
ТРДНС-40000/220	40		6,3—6,3	—	50	170	—	0,6
ТРДН-63000/220	63		6,6—6,6	—	70	265		0,5
ТРДЦН-63000/220			11—11 11—6,6	—				—
ТРДЦН-100000/220	100		11—11	—	102	340	12,5	0,65
ТРДЦН-160000/220	160				155	500	—	0,6
ТРДЦН-200000/220	200				—	—		—

Примечания:

1. У трансформаторов, отмеченных звездочкой (*), потери определяют при приемочных испытаниях.
2. Трансформатор ТМВМЗ имеет витой магнитопровод. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН указано напряжение КЗ для обмоток ВН—НН; для обмоток ВН—НН1(НН2) $u_{\text{к}} = 20 \%$ (110 кВ), $u_{\text{к}} = 21 \%$ (220 кВ) [у трансформаторов ТРДЦН-100000/220 и ТРДЦН-160000/220 для обмоток ВН—НН1(НН2) $u_{\text{к}} = 23 \%$]; для обмоток НН1—НН2 $u_{\text{к}} > 30 \%$ (110 кВ), $u_{\text{к}} > 28 \%$ (220 кВ).
3. Потери КЗ для трансформаторов с расщепленной обмоткой приведены для обмоток ВН—НН.
4. Схема и группа соединений обмоток трансформаторов $Y_{\text{н}}/\Delta$ -11, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН— $Y_{\text{н}}/\Delta$ -11-11.
5. Трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ должны допускать работу с заземленной нейтралью обмоток ВН при условии защиты нейтрали соответствующим разрядником.
6. Вводы и отводы нейтрали НН трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и выше должны быть рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным номинальному току обмоток ВН.
7. Режим работы нейтрали обмоток ВН трансформаторов 220 кВ — глухое заземление. При этом изоляция нейтрали должна выдержать 1-минутное напряжение промышленной частоты, равное 85 кВ (действующее значение).

В табл. 11.13 приведены технические характеристики двухобмоточных трансформаторов.

В табл. 11.14 представлены технические характеристики трехфазных трансформаторов мощностью до 63000 кВ · А,

напряжением обмотки ВН 35 кВ, в табл. 11.15 — технические характеристики трехфазных трансформаторов мощностью до 125 000 кВ · А, напряжением обмотки ВН 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой.

Таблица 11.13. Технические характеристики двухобмоточных трехфазных трансформаторов мощностью от 25 до 25000 кВ·А, напряжением 6—10 кВ

Тип трансформатора	$S_{T, ном}$, кВт · А	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$u_k, \%$	$I_x, \%$	Размеры, м			Масса, т		
								ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k	L	B
		Без регулирования напряжения											
ТМ-25/10 У1	25	6; 10	0,4	0,13	0,6	4,5	3,2	1,12	0,46	1,22	0,35	0,15	0,35
ТМ-40/10 У1	40			0,19	0,88		3,0		0,48	1,27	0,45	0,20	0,45
ТМ-63/10 У1	63			0,26	1,28		2,0		0,56	1,40	0,54	0,27	0,54
ТМ-100/10 У1	100			0,36	1,97		2,6	1,20	0,80	1,47	0,67	0,35	0,67
ТМ-160/10 У1	160			0,56	2,65		2,4	1,21	0,92	1,58	0,97	0,40	0,97
ТМ-250/10 У1	250	0,4; 0,69	0,4; 0,69	0,82	3,70	2,3	1,26	1,04	1,72	1,30	0,64	1,3	
ТМ-400/10 У1	400			1,05	5,50	2,1	1,40	1,08	1,90	1,90	0,89	1,9	
ТМ-630/10 У1	630			1,56	7,60	2,0	1,75	1,27	2,15	3,0	1,40	3,0	
ТМ-1000/10 У1	1000	0,4—10,5	2,45	12,2	5,5	8,0	1,4	2,70	1,75	3,00	5,00	1,98	5,00
ТМС-1000/10 У1		0,4—0,525	2,75	12,2			1,5		1,77	3,15	6,00	2,00	6,00
ТМ-1600/10 У1	1600	6;10	0,4—6,3	3,30	18,0	5,5	1,3	2,45	2,30	3,40	7,00	2,9	7,00
ТМ-2500/10 У1	2500		0,4—10,5	4,60	26,0	1,0	3,50	2,26	3,60	6,40	4,2	8,00	
ТМ-4000/10 У1	4000		3,15; 6,3	6,40	33,5	0,9	3,90	3,65	3,90	9,70	5,6	13,2	
ТМ-6300/10 У1	6300	10	3,15—10,5	9,00	46,5	6,5	0,8	4,30	3,70	4,05	12,1	8,1	17,3
С регулированием напряжения под нагрузкой: РПН на стороне ВН $\pm 12 \%$ ± 8 ступеней													
ТРДНС-25000/10 У1	25000	10,5	6,3	25	115	9,5	0,5	6,22	4,3	5,34	47,2	23,1	55,0
С переключением без возбуждения: ПВБ на стороне ВН $\pm 2 \times 2,5 \%$													
Масляные													
ТМЗ-400/10 У1	400	6; 10	0,4	1,08	5,50	5,5	4,5	1,72	1,1	1,58	2,1	0,8	2,1
ТМ-630/10 У1	630			1,68	7,60	6,5	3,2	1,93	1,10	1,83	2,9	1,25	2,9
ТМ-1000/10 У1	1000			2,45	11,0	5,5	1,4	2,28	1,25	2,07	4,30	2,07	4,30
ТМЗ-1600/10 У1	1600			3,30	16,5	5,5	1,3	2,51	1,34	2,58	6,5	2,97	6,50
ТМЗ-2500/10 У1	2500			4,60	24,0	5,3	1,0	3,50	2,30	3,50	10,0	4,20	10,0

С негорючим заполнением

ТНЗ-630/10 У1	630	6; 10	0,4	1,68	7,6	5,5	3,2	1,90	1,10	1,80	3,40	1,40	3,40
ТНЗ-1600/10 У1	1600			3,30	16,5		1,3	2,50	1,40	2,60	8,00	2,60	8,00
ТНЗ-2500/10 У1	2500			4,60	24,0		1,0	3,50	2,30	3,50	12,0	4,20	12,0

Таблица 11.14. Технические характеристики трехфазных трансформаторов мощностью до 63000 кВ·А, напряжением обмотки ВН 35 кВ

Тип трансформатора	$S_{T, ном},$ кВ · А	$U_{ном},$ кВ		Потери, кВт		$u_k, \%$	$I_k, \%$	Размеры, м			Масса, т		
											тран-	активной	полная
		ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k	L	B	H	спортная	части			

Без регулирования напряжения

ТМ-100/35 У1	100	35	0,4	0,46	1,97	6,5	2,6	1,33	0,90	2,2	1,3	0,45	1,3
ТМ-160/35 У1	160			0,70	2,65		2,6	—	—	—	1,7	0,65	1,7
ТМ-250/35 У1	250			1,00	3,70		2,6	1,53	1,60	2,18	2,00	0,75	2,00
ТМ-400/35 У1	400			1,35	5,50		3,5	1,53	1,67	2,22	2,70	1,00	2,70
ТМ-630/35 У1	630			1,90	7,60		3,0	1,71	1,82	2,37	3,50	1,45	3,50
ТМ-1000/35 У1	1000	20; 35	0,4—10,5	2,75	12,2	7,5	1,5	2,70	1,57	3,15	6,00	2,40	6,00
ТМ-1600/35 У1	1600			3,65	18,0		1,4	2,66	2,30	3,40	7,10	3,06	7,10
ТМ-2500/35 У1	2500			5,10	26,0		1,1	3,80	2,45	3,80	7,62	4,04	9,60
ТМ-4000/35 У1	4000			6,70	33,5		1,0	3,85	3,60	3,73	10,6	5,69	13,2
ТМ-6300/35 У1	6300			9,25	46,5		0,9	4,25	3,65	3,78	12,2	8,1	10,2

С переключением без возбуждения:

ПВБ на стороне ВН $\pm 2 \times 2,5$ %

ТД-10000/35 У1	10 000	38,5	6,3; 10,5	14,5	65,0	7,5	0,8	2,99	3,76	4,29	20,0	11,4	21,8
ТД-16000/35 У1	16 000			21,6	90,0	8,0	0,6	3,69	3,96	4,84	28,0	15,5	31,8

С регулированием напряжения под нагрузкой:

РПН на стороне ВН ± 12 % ± 8 ступеней

ТМН-1000/35 У1	1000	20; 35	0,4—10,5	2,75	12,2	6,5	1,5	3,50	2,45	3,56	8,10	4,3	8,10
ТМН-1000/35 У1	1600			3,65	16,5		1,4	3,70	2,55	3,75	9,6	5,6	9,6
ТМН-2500/35 У1	2500			5,10	26,0		1,1	3,46	3,49	3,97	12,3	5,4	12,3
ТМН-4000/35 У1	4000			6,70	33,5		1,0	3,69	3,60	3,99	14,9	7,24	16,3
ТМН-6300/35 У1	6300			9,25	46,5		0,9	4,10	3,57	4,11	17,9	9,43	19,6

Окончание табл. 11.14

Тип трансформатора	$S_{Т ном}^*$ кВ · А	$U_{ном}$, кВ		Потери, кВт		u_k , %	I_k , %	Размеры, м			Масса, т	
		ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k			L	B	H	транс- портная	активной части
ТМН-10000/35-74 У1	10 000	10,5—36,75	3,5—10,5	12,5	60,0	8,0	0,8	5,97	5,40	5,00	24,9	13,9
ТДНС-16000/35-74 У1	16 000			18,0	85,0	10,0	0,6	8,10	3,07	5,25	31,5	17,4
ТРДНС-25000/35-72 У1	25 000	15,75—36,75	6,3; 10,5	25,0	115	9,5	0,5	5,00	4,27	6,56	47,0	28,5
ТРДНС-32000/15-73 У1	32 000			30	145	11,5	0,45	6,60	4,3	5,53	54,0	33,0
ТРДНС-32000/15-72 У1	32 000	20—36,75	6,3; 10,5	36	170							
ТРДНС-40000/35-74 У1	40 000			50	250							
ТРДНС-63000/35-72 У1	63 000	20—36,75					0,35	7,00	4,55	6,06	78	51
												91,0

Таблица 11.15. Технические характеристики трехфазных трансформаторов мощностью до 125 000 кВ · А, напряжением 110 кВ, с регулированием напряжения под нагрузкой

Тип трансформатора*	$S_{T, ном},$ кВ · А	$U_{ном},$ кВ		Потери, кВт		$u_k, \%$		$I_k, \%$	Размеры, м			Масса, т	
		ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k	L	B		H	транспортная	активной части	полная	
РПН на стороне НН $\pm 1,5 \%$, ± 10 ступеней, -12% ; 8 ступеней													
ТМН-2500/110-73 У1	2500	110	6,6; 11,0	5,5	22	10,5	1,5	4,63	3,54	4,09	22,0	9,70	24,0
ТМН-6300/110-73 У1	6300	115	6,6; 11,0	10,0	48	10,5	1,0	6,09	4,20	5,26	32,0	12,7	37,7
РПН в нейтрале $\pm 16 \%$ ± 9 ступеней													
ТДН-10000/110-70 У1	10 000	115	6,6; 11,0	14,0	60	10,5	0,9	6,33	3,70	5,55	37,0	16,1	43,4
ТДН-16000/110-76 У1	16 000			21,0	86	10,5	0,85	6,60	4,40	5,57	44,0	22,4	40,3
ТРДН-25000/110-76 У1	25 000		6,3; 10,5	25,0	120	10,5	0,75	6,58	4,65	5,82	57,6	32,6	67,2
ТРДН-32000/110-76 У1	32 000			32,0	145	10,5	0,75	7,55	4,72	5,75	65,3	36,8	75,7
ТРДН-40000/110-76 У1	40 000			42,0	160	10,5	0,70	7,28	5,02	6,25	79,0	44,9	92,4
ТРДЦН-63000/110-75 У1	63 000		59,0	245	10,5	0,65	8,31	4,24	6,47	93,0	57,3	109	
ТРДЦН-80000/110-75 У1	80 000		70,0	310	10,5	0,60	8,70	5,25	7,00	121	73,8	136	

* См. примечание к табл. 11.15 на стр. 275.

* Примечание к табл. 11.15. Значения букв и цифр в структуре условного обозначения трансформаторов двухобмоточных трехфазных: первая буква Т и О — трехфазное и однофазное исполнение; вторая буква или сочетание букв М, Д, ДЦ, Ц, Н — исполнение изоляции активной части, т.е. М, Д, ДЦ — изоляция масляная, Н — изоляция негорючий заполнитель; исполнение системы охлаждения активной части: М(Н) — естественная циркуляция заполнителя (трансформаторного масла или негорючей жидкости) и теплоотдача через стенки бака трансформатора, а также через трубчатые радиаторы с естественной циркуляцией воздуха; Д — естественная циркуляция масла и принудительная воздуха; ДЦ — принудительная циркуляция масла и воздуха; Ц — принудительная циркуляция масла и охлаждающей воды; буква перед обозначением системы охлаждения Р — с расщепленной обмоткой НН; 3 — трансформатор без расщирителя, защищенный азотной подушкой, герметичный; Н — с регулированием напряжения под нагрузкой; С — для собственных нужд электростанций; числитель дроби — номинальная мощность, кВ · А; знаменатель — номинальное напряжение, кВ; цифра после дроби — год разработки; У1 — климатическое исполнение и категория размещения.

Трехфазные масляные герметичные трансформаторы серии ТМГ мощностью 16—1250 кВ · А, напряжением 6—35/0,4 кВ имеют следующие преимущества:

сохраняют изоляционные свойства масла в течение не менее 25 лет благодаря отсутствию контакта с воздухом;

занимают меньше места и более компактны;

имеют меньшие потери холостого хода.

Технические характеристики трансформаторов серии ТМГ приведены в табл. 11.16, в табл. 11.17 — трехобмоточных трансформаторов.

Таблица 11.16. Технические характеристики трансформаторов серии ТМГ

Тип трансформатора	$S_{\text{т ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ ВН, кВ	Схема и группа соединения обмоток	$u_{\text{к}}, \%$	Потери мощности, кВт		Размеры, м			Полная масса, кг			
					$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$	L	B	H				
ТМГ	16	6; 10	Y/Y _н -0	4,5	85	440	800	640	890	230			
			Y/Z _н -11	5,0		500							
			Y/Y _н -0	4,5	115	600			930	240			
			Y/Z _н -11	4,7		690							
		15	Y/Y _н -0	4,5		600			1000	280			
			Y/Z _н -11	4,7		690							
		27,5	Y/Y _н -0	6,0	145	650			1100	800	1350	590	
		40	6; 10		4,5	155			880	840	680	1000	300
				Y/Z _н -11	4,7				1000				
			15	Y/Y _н -0	4,5	165			880			1100	350
	Y/Z _н -11			4,7	1000								
	63		6; 10	Y/Y _н -0	4,5		1280	940	730			1020	420
				Y/Z _н -11	4,7		1470						
		10	Y/Y _н -0	4,5	220	1280	1100						
		15	Y/Z _н -11	4,7		1470							
ТМГ	100	6; 10	Y/Y _н -0	4,5		1970	1020	750	1180	540			
			Y/Z _н -11	4,7	270	2270							
		8,05	Y _н /Δ-11	4,5		220					1970		
		6; 10	Y/Y _н -0		270								
		ТМГМШ	10		270	1000	720						
		ТМГСУ	15	Y/Z _н -11	4,7	270	2270	1020			750	1240	
ТМГ		35; 27,5	Y/Y _н -0	6,5	320	1970	1260	840	1780	970			

Окончание табл. 11 16

Тип трансформатора	$S_{\text{г ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ ВН, кВ	Схема и группа соединения обмоток	$u_{\text{к}}, \%$	Потери мощности, кВт		Размеры, м			Полная масса, кг	
					$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$	L	B	H		
ТМГ	100	35; 27,5	Y/Z _н -11	6,8	320	2270	1260	840	1780	970	
	160	6; 10	Y/Y _н -0	4,5	410	2600	1100	780	1180	700	
			Y/Z _н -11	4,7		2900					
			Δ/Y _н -11	4,5	320	2600	1120	750	1220	710	
Y/Y _н -0											
10		410	2600	1120	750	1220	680				
15								Y/Z _н -11	4,7	2900	1100
ТМГ		27,5; 35	Y/Y _н -0	6,5	480	2650	1350	860	1850	1245	
		35	Y/Z _н -11	6,8		3100					
	ТМГМШ	250	6; 10	Y/Y _н -0	4,5	580	3700	1220	840	1220	950
				Δ/Y _н -11			4200			1320	1020
Y/Y _н -0				450		3700	1240			950	
Δ/Y _н -11						4200					
10	Y/Y _н -0		580	3700	1280	1160					
15	Δ/Y _н -11			4200							
ТМГ	27,5; 35		Y/Y _н -0	6,5	700	3700	1450	950	1880	1550	
	35		Y/Z _н -11	6,8		4200					
	ТМГМШ ТМГМШ	400	6; 10	Y/Y _н -0	4,5	830	5400	1300	860	1350	1360
			8,15	Δ/Y _н -11							
6; 10			Y/Y _н -0	600		5600	1480			1480	
Δ/Y _н -11											
15			Y/Y _н -0	830	5800	1410	1360				
Δ/Z _н -11											
27,5; 35			Y/Y _н -0	6,5	950	5500	1650	1000	1950	2190	
ТМГ			630	6; 10	Δ/Z _н -11	5,5	1240	7600	1540	1060	1470
	Y/Y _н -0	940			1600		2100				
	Δ/Y _н -11	1240			7600		1470	2000			
	Y/Y _н -0	1600			10 800		1770	1100			1900
	Δ/Y _н -11	1250	3000								
	ТМГМШ	Y/Y _н -0									
ТМГ	Δ/Y _н -11										
ТМГ	1250	10	Y/Y _н -0		1800	12 400			3600		

Примечание. ТМГСУ — трансформаторы с симметрирующим устройством для улучшения качества электроэнергии; ТМГМШ — трансформаторы с малым уровнем шума.

Одним из производителей трансформаторов ТМГ, ТМГСУ, ТМГМШ является Минский электромеханический завод.

Таблица 11.17. Технические характеристики трехобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{г. ном},$ кВ · А	$U_{ном},$ кВ		Потери, кВт		$u_k, \%$			$I_x,$ %	Размеры, м			Масса, т			
		ВН	СН	НН	ΔP_x	ΔP_k	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	L	B	H	тран- портная	активной части	полная	
Трансформаторы трехфазные мощностью до 16000 кВ · А, напряжением 35 кВ с регулированием под нагрузкой: РПН на стороне ВН $\pm 9 \pm 6$ ступеней, СН и НН без ответвлений																
ТМТН-6300/35У1	6300	35	10,5—15,75	6,3	12	55	7,5	16,0	7,5	1,2	5,2	4,3	4,5	20	10,0	26,5
РПН на стороне ВН $\pm 12 \%$ не менее 8 ступеней, СН и НН без ответвлений																
ТДТН-10000/35У1	10 000	36,75	10,5—15,75	6,3	19	61	8,0	16,5	7,0	1,0	6,0	4,3	5,2	26	14,0	35,0
ТДТН-16000/35У1	16000				28	116				0,95	6,5	4,5	5,5	35	20,0	47,0
Трансформаторы трехфазные мощностью до 80000 кВ · А, напряжением 110 кВ с регулированием под нагрузкой: РПН в нейтрالي ВН $\pm 16 \pm 9$ ступеней, ПБВ на стороне СН 38,5 кВ $\pm 2 \times 2,5 \%$																
ТМТН-6300/110-73У1	6300				14	58				1,2	6,2	3,5	3,4	37,6	15,0	44,2
ТДТН-10000/110-76У1	10 000		38,5		19	76				1,1	6,9	3,7	5,4	45	22,0	57,1
ТДТН-16000/110-76У1	16 000				26	96			6,0	7,3	4,5	5,7	61,0	30,0	59,8	
ТДТН-25000/110-76У1	25 000	115		6,6; 11	36	140		10,5	17,0	1,0		5,9	5,9	65,0	37,0	76,6
ТДТН-40000/110-67У1	40 000				50	220				0,9		5,0	6,2	88,0	53,0	103
ТДТН (ТДЦТН)-63000/110-76У1	63 000		11,0; 38,5		70	290				0,85	9,4	5,4	7,2	110	68,0	135
ТДТН (ТДЦТН)-80000/110-69У1	80 000				82	390			6,5	0,6	10,3	6,2	8,0	121	80,0	148
Трансформаторы трехфазные мощностью до 63000 кВ · А, напряжением 150 кВ с регулированием под нагрузкой: РПН в нейтрالي ВН $\pm 12 \pm 8$ ступеней, ПБВ на стороне СН при токе до 700 А $2 \times 2,5 \%$, при токе более 700 А $\pm 5 \%$																
ТДТН-16000/150-70У1	16 000				25	96				1,0	7,9	4,5	6,0	55,0	31,0	64,1
ТДТН-25000/150-70У1	25 000	158	38,5	6,6; 11	34	145		10,5	18,0	0,9		4,6	6,4	67,0	37,0	76,0
ТДТН-40000/150-70У1	40 000				53	185				0,8	8,0	4,8	6,7	88,0	54,0	100
ТДТН-63000/150-70У1	63 000				67	285				0,7		4,9	7,4	109	69,0	131
Трансформаторы трехфазные мощностью до 40000 кВ · А, напряжением 220 кВ с регулированием под нагрузкой: РПН в нейтрالي ВН $\pm 12 \pm 8$ ступеней, ПБВ на стороне СН при токе до 700 А $2 \times 2,5 \%$, более 1200 А без ответвлений																
ТДТН-25000/220-70У1	25 000	230	38,5	6,6; 11	50	135		12,5	20,0	1,2	10,2	5,1	8,1	95	49,0	114
ТДТН-40000/220-70У1	40 000				67	240			22,0	1,1	6,7	5,4	9,5	105	57,0	121

Примечания:

1. Структура условного обозначения: Т — трехфазный, Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная масла, Т — трехобмоточный, Н — регулирование напряжения под нагрузкой.

2. Мощности обмоток ВН, СН и НН по 100 % номинальной мощности каждая.

Раздел 12

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

12.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Совокупность таких характеристик, при которых приемники электрической энергии способны выполнять заложенные в них функции, объединены под общим понятием качества электрической энергии (КЭ).

Длительное время развитие электроэнергетики России проходило по экстенсивному пути, так как в первую очередь ставилась цель обеспечить все более растущие потребности в электрической энергии промышленного, сельского и коммунально-бытового секторов страны.

На этом этапе развития электроэнергетики задача обеспечения качества поставляемой электрической энергии в силу монопольного положения энергоснабжающих организаций не рассматривалась как одна из основных задач во взаимоотношениях с потребителями электрической энергии.

Усложнение технологических процессов обусловило широкое применение регулируемых вентильных электроприводов, мощных дуговых печей, сварочных установок. Характерной особенностью работы этих потребителей является влияние их на качество электроэнергии питающих сетей. В свою очередь, нормальная работа электрооборудования зависит от качества электроэнергии питающей системы. Такое взаимное влияние электрооборудования и питающей системы определяют термином «электромагнитная совместимость» (ЭМС). При решении проблемы качества электроэнергии выделяют экономические, математические и технические аспекты. Экономические аспекты включают в себя методы расчета убытков от некачественной электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Математические аспекты представляют собой обоснование тех или

иных методов расчета показателей качества электроэнергии. И, наконец, технические аспекты включают в себя разработку технических средств и мероприятий, улучшающих качество электроэнергии, а также организацию системы контроля и управления ее качеством.

На современном этапе развития страны, когда происходит рост тарифов на электрическую энергию, а физические и юридические лица используют новые высокопроизводительные устройства и технологии, гораздо более восприимчивые к нарушению характеристик качества электроэнергии, отношение потребителей к этой проблеме существенно изменилось. Юридические и физические лица — потребители электрической энергии — не желают больше мириться с положением, когда энергоснабжающие организации, являясь субъектами естественной монополии, не обеспечивают поставки электроэнергии, качество которой соответствует установленным требованиям.

Технические условия (ТУ) на присоединение потребителей к сети энергоснабжающей организации и договора энергоснабжения, заключаемые между потребителями и энергоснабжающей организацией, являются документами, которые регламентируют взаимоотношения сторон.

12.2. СТАНДАРТИЗАЦИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящее время качество электроэнергии у потребителей, присоединенных к сетям общего назначения, регламентирует ГОСТ 13109—97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Область применения ГОСТ 13109—97

Этот стандарт устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения (СЭС) общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии (точки общего присоединения — ТОП).

В рассматриваемом стандарте заявлено, что нормы КЭ, устанавливаемые в нем, являются уровнями электромагнитной совместимости для кондуктивных электромагнитных помех в СЭС общего назначения, т.е. при соблюдении указанных норм обеспечивается электромагнитная совместимость электрических сетей СЭС общего назначения и электрических сетей потребителей (приемников) электрической энергии.

Нормы, установленные ГОСТ 13109—97, являются обязательными во всех режимах работы СЭС общего назначения, кроме режимов, обусловленных природными катастрофами, пожарами и т.п.

Нормы КЭ, установленные рассматриваемым стандартом, подлежат включению в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и в договоры на пользование электрической энергией между электроснабжающими организациями (ЭО) и потребителями (в стандартах на КЭ предыдущих выпусков это не регламентировалось).

Для потребителей, являющихся виновниками ухудшения КЭ, для обеспечения норм стандарта допускается устанавливать в ТУ на присоединение и в договорах на пользование электрической энергией более жесткие нормы, т.е. с меньшими диапазонами изменения показателей качества электроэнергии (ПКЭ), чем установленные в стандарте.

По согласованию между ЭО и потребителями допускается устанавливать в ука-

занных ТУ и договорах требования к ПКЭ, для которых не установлены нормы в рассматриваемом стандарте.

Нормы стандарта применяют при проектировании и эксплуатации электрических сетей, а также при установлении уровней помехоустойчивости приемников электрической энергии и уровней кондуктивных электромагнитных помех, вносимых приемниками.

Нормы КЭ в электрических сетях, находящихся в собственности потребителей, регламентируемые отраслевыми стандартами и иными нормативными документами, не должны быть ниже норм КЭ, установленных ГОСТ 13109—97 в ТОП.

Нормы стандарта являются обязательными для электрических сетей потребителей электрической энергии.

Показатели качества электрической энергии

ГОСТ 13109—97 устанавливает одиннадцать показателей качества электроэнергии. Они следующие:

установившееся отклонение напряжения δU_y ;

размах изменения напряжения δU_i ;

доза фликера P_f ;

коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ;

коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$;

коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности K_{2U} ;

коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{0U} ;

отклонение частоты Δf ;

длительность провала напряжения Δt_n ;

импульсное напряжение $U_{имп}$;

коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$.

Каждый из приведенных ПКЭ характеризует только одно из свойств электрической энергии (табл. 12.1).

Таблица 12.1. Свойства электрической энергии, показатели КЭ и определяющие их субъекты рынка электроэнергетики

Свойства электрической энергии	Показатели КЭ	Субъекты рынка электроэнергетики
Отклонение напряжения (рис. 12.1, а)	Установившееся отклонение напряжения δU_y	Системный оператор, сетевые компании
Колебания напряжения (рис. 12.1, а)	Размах изменения напряжения δU_t . Доза фликера P_t	Потребитель с резкопеременной нагрузкой
Несинусоидальность напряжения (рис. 12.1, б)	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U . Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	Потребитель с нелинейной нагрузкой, сетевые компании
Несимметрия трехфазной системы напряжений	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} . Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	Потребитель с несимметричной нагрузкой, сетевые компании
Отклонение частоты	Отклонение частоты Δf	Системный оператор, генерирующие компании
Провал напряжения (рис. 12.1, а)	Длительность провала напряжения Δt_p	Сетевые компании
Импульс напряжения (рис. 12.1, в)	Импульсное напряжение $U_{имп}$	Сетевые компании
Временное перенапряжение (рис. 12.1, а)	Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$	Сетевые компании

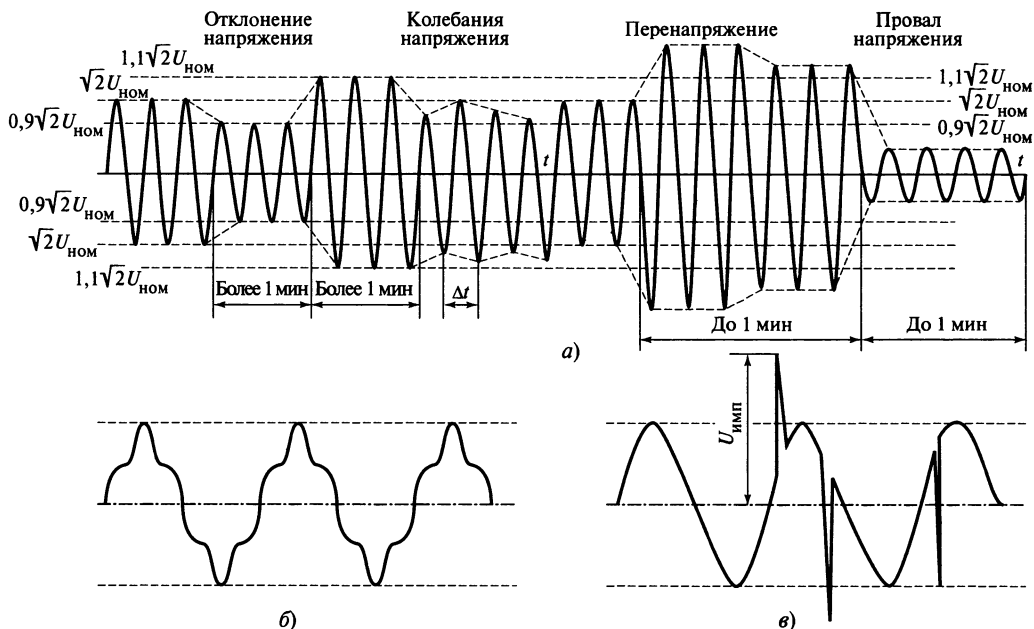


Рис. 12.1. Некоторые свойства электрической энергии:

а — отклонение напряжения, колебания напряжения, провал напряжения, перенапряжение; б — несинусоидальность напряжения; в — импульс напряжения

Пояснения некоторых понятий и определений приводятся ниже.

Отклонение напряжения (частоты) — величина, равная разности между значением напряжения (частоты) в данной точке системы электроснабжения в рассматриваемый момент времени и его номинальным или базовым значением (ГОСТ 23875—88).

Установившееся отклонение напряжения — отклонение напряжения в установившемся режиме работы системы электроснабжения (ГОСТ 23875—88).

Колебания напряжения — серия единичных изменений напряжения во времени (ГОСТ 23875—88).

Размах изменений напряжения — величина, равная разности между амплитудными или действующими значениями напряжения до изменения напряжения и после (ГОСТ 23875—88).

Фликер — субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники (ГОСТ 13109—97).

Доза фликера — количественная характеристика фликера за установленный промежуток времени (ГОСТ 13109—97).

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения — величина, равная отношению действующего значения суммы гармонических составляющих к действующему значению основной составляющей переменного напряжения. Для целей стандартизации допускается отношение к номинальному напряжению (ГОСТ 23875—88).

Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения — величина, равная отношению действующего значения n -й гармонической составляющей напряжения к действующему значению основной составляющей кривой переменного напряжения. Для целей стандартизации допускается отношение к номинальному напряжению (ГОСТ 23875—88).

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности — отношение действующего значения напряжения обратной последовательности к действующему значению напряжения прямой последовательности (ГОСТ 13109—97).

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности — отношение действующего значения напряжения нулевой последовательности к действующему значению напряжения прямой последовательности (ГОСТ 13109—97).

Провал напряжения — внезапное понижение напряжения в точке электрической сети ниже $0,9U_{\text{ном}}$, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от 10 мс до нескольких десятков секунд (ГОСТ 13109—97).

Длительность провала напряжения — интервал времени между начальным моментом провала напряжения и моментом восстановления напряжения до первоначального или близкого к нему уровня (ГОСТ 13109—97).

Импульс напряжения — резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня за промежуток времени до нескольких миллисекунд (ГОСТ 13109—97).

Временное перенапряжение — повышение напряжения в точке электрической сети выше $1,1U_{\text{ном}}$ продолжительностью более 10 мс, возникающее в системе электроснабжения при коммутациях или коротких замыканиях (ГОСТ 13109—97).

Коэффициент временного перенапряжения — величина, равная отношению максимального значения огибающей амплитудных значений напряжения за время существования временного перенапряжения к амплитуде номинального напряжения сети (ГОСТ 13109—97).

Помимо вышеназванных ПКЭ стандарт предусматривает вспомогательные параметры электрической энергии, а именно:

частоту повторения изменений напряжения $F_{\delta U_i}$;

интервал между изменениями напряжения $\Delta t_{i, i+1}$;

глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$;

частоту появления провалов напряжения $F_{\text{п}}$;

длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{\text{имп } 0,5}$;

длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер } U}$.

Ниже приведены определения, раскрывающие содержание вспомогательных ПКЭ.

Частота повторения изменений напряжения — число одиночных изменений напряжения в единицу времени (ГОСТ 13109—97).

Интервал между изменениями напряжения — интервал времени от начала предыдущего изменения напряжения до начала следующего (ГОСТ 23875—88).

Глубина провала напряжения — величина, равная разности между номинальным или базовым значением напряжения и наименьшим действующим значением во время его провала (ГОСТ 23875—88).

Частота появления провалов напряжения — число провалов напряжения определенной глубины и длительности за определенный промежуток времени по отношению к общему числу провалов за этот же промежуток времени (ГОСТ 13109—97).

Длительность импульса — интервал времени между начальным моментом импульса напряжения и моментом восстановления мгновенного значения напряжения до первоначального или близкого к нему уровня (ГОСТ 13109—97).

Длительность временного перенапряжения — интервал времени между начальным моментом возникновения временного перенапряжения и моментом его исчезновения (ГОСТ 13109—97).

Расчетные значения и нормы ПКЭ

Расчетные выражения для каждого ПКЭ определены согласно способам расчетов и методик Приложения Б ГОСТ 13109—97.

В этом стандарте установлены два вида норм: нормально допустимые и предельно допустимые.

Отклонение напряжения

В табл. 12.1 представлены ПКЭ с указанием того или иного свойства электрической энергии, которое данный ПКЭ характеризует.

Отклонение напряжения характеризуется показателем — установившимся отклонением напряжения δU_y , для которого установлены следующие нормы:

нормально допустимые значения $\delta U_{\text{у.нор}}$ на выводах приемников электрической энергии равны $\pm 5\%$ номинального напряжения электрической сети;

предельно допустимые значения $\delta U_{\text{у.пред}}$ на выводах электроприемников (ЭП) равны $\pm 10\%$ номинального напряжения.

Важно заметить, что нормально допустимые и предельно допустимые значения δU_y в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ и выше должны быть установлены в договорах на пользование электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта на выводах ЭП.

Определение в ТОП указанных нормально и предельно допустимых значений проводят в соответствии с нормативными документами [12.2, 12.3].

При измерениях показателя в условиях эксплуатации значение δU_y (%) вычисляют по формуле

$$\delta U_y = \frac{U_{\text{ус}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100, \quad (12.1)$$

где $U_{\text{ус}}$ — усредненное напряжение, В (кВ), как результат усреднения N наблюдений

напряжений $U_{(1)i}$ или $U_{1(1)i}$ за интервал времени 1 мин (табл. 4 ГОСТ 13109—97); $U_{\text{ном}}$ — номинальное междуфазное (фазное) напряжение, В (кВ).

Усредненное напряжение $U_{\text{ус}}$ вычисляют по формуле

$$U_{\text{ус}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}, \quad (12.2)$$

где U_i — значения напряжений $U_{(1)i}$ или $U_{1(1)i}$ в i -м наблюдении, В (кВ).

Число наблюдений $N \geq 18$ за 1 мин.

В электрических сетях трехфазного тока $U_{(1)i}$ — действующее значение каждого междуфазного (фазного) напряжения основной частоты в i -м наблюдении, В (кВ); $U_{1(1)i}$ — действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты. (Формулы для вычисления значений $U_{1(1)i}$ приведены в Приложении Б ГОСТ 13109—97.)

Если коэффициент искажения синусоидальности напряжения не превышает 5 %, допустимо измерять вместо действующих значений фазных и междуфазных напряжений основной частоты действующие значе-

ния соответствующих напряжений с учетом гармонических составляющих.

Колебания напряжения

Колебания напряжения характеризуются двумя ПКЭ: размахом изменения напряжения δU_t и дозой фликера P_t .

Предельно допустимые значения δU_t в ТОП в зависимости от частоты повторения изменений напряжения $F_{\delta U_t}$ определяются по кривой 1 рис. 12.2, а для потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания, в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, по кривой 2.

Важно отметить, что предельно допустимое значение суммы δU_y и δU_t в точках присоединения к сетям напряжения 0,38 кВ равно $\pm 10 \% U_{\text{ном}}$.

Доза фликера в зависимости от интервала времени наблюдения подразделяется на кратковременную дозу фликера P_{st} (интервал наблюдения равен 10 мин) и длительную P_{Lt} (интервал наблюдения — 2 ч).

Предельно допустимые значения равны: 1,38 для P_{st} и 1,0 для P_{Lt} . Для помещений с лампами накаливания, требующих значительного зрительного напряжения, пре-

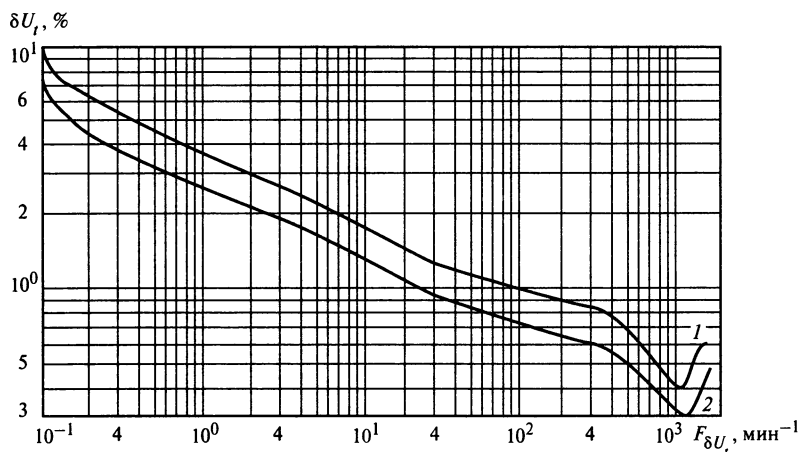


Рис. 12.2. Предельно допускаемые размахи изменений напряжения в зависимости от частоты повторения изменений напряжения за 1 мин

дельно допустимые значения в ТОП равны 1,0 для P_{st} и 0,74 для P_{Lr} .

Размах изменения напряжений δU_t (%) вычисляют по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{ном}}} 100, \quad (12.3)$$

где U_i, U_{i+1} — значения следующих один за другим экстремумов (или экстремума и горизонтального участка) огибающей среднеквадратичных значений напряжения основной частоты, определенных на каждом полупериоде основной частоты, В (кВ).

Если коэффициент искажения синусоидальности напряжения не превышает 5 %, то δU_t определяют по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_{ai} - U_{a(i+1)}|}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}} 100, \quad (12.4)$$

где $U_{ai}, U_{a(i+1)}$ — значения следующих один за другим экстремумов (или экстре-

ума и горизонтального участка) огибающей амплитудных значений напряжения на каждом полупериоде основной частоты, В (кВ).

Дозу фликера измеряют фликерметром или вычисляют по формулам Приложения Б ГОСТ 13109—97.

Несинусоидальность напряжения

Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями: коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения K_U и коэффициентом n -й гармонической составляющей $K_{U(n)}$. Ниже приведены нормы ГОСТ 13109—97 для K_U в ТОП (табл. 12.2).

Нормально допустимые значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения в ТОП к электрическим сетям с разными номинальными напряжениями приведены в табл. 12.3.

Таблица 12.2. Значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения

Показатель	Нормально допустимое значение				Предельно допустимое значение			
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	0,38	6—20	35	110—330	0,38	6—20	35	110—330
$K_U, \%$	8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Таблица 12.3. Нормально допустимые значения коэффициентов n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$

Номер гармоник	$K_{U(n)}, \%$, для гармоник нечетных, не кратных 3, при $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				Номер гармоник	$K_{U(n)}, \%$, для гармоник нечетных, кратных 3*, при $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				Номер гармоник	$K_{U(n)}, \%$, для гармоник четных при $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
	0,38	6—20	35	110—330		0,38	6—20	35	110—330		0,38	6—20	35	110—330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	> 21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						> 12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										

* Нормально допустимые значения, приведенные для n , равных 3 и 9, относят к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими.

Предельно допустимые значения $K_{U(n)}$ вычисляют по формуле

$$K_{U(n)\text{пред}} = 1,5 K_{U(n)\text{ном}}. \quad (12.5)$$

Измерение $K_{U(n)}$ осуществляют для междуфазных (фазных) напряжений, а вычисляют значение $K_{U(n)}$ (%) по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} 100, \quad (12.6)$$

где $U_{(1)i}$ — действующее значение напряжения основной частоты i -го наблюдения, В (кВ).

Допускается вычислять $K_{U(n)}$ по формуле (12.6), если в знаменателе вместо значений $U_{(1)i}$ подставить значения $U_{\text{ном}}$.

Значение $K_{U(n)}$ (%) как результат усреднения N наблюдений $K_{U(n)i}$ на рекомендуемом интервале времени $T = 3$ с (табл. 4 ГОСТ 13109—97) определяют как

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (K_{U(n)i})^2}{N}}. \quad (12.7)$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

Значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в i -м наблюдении K_{Ui} (%) вычисляют по формуле

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} 100. \quad (12.8)$$

Допускается определять данный ПКЭ через $U_{\text{ном}}$ в знаменателе вместо $U_{(1)i}$, а гармонические составляющие, значения которых менее 0,1 %, — не учитывать.

Значение K_U (%) как результат усреднения N наблюдений K_{Ui} на интервале вре-

мени $T = 3$ с (табл. 4 ГОСТ 13109—97) находят по формуле:

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}{N}}. \quad (12.9)$$

В формуле (12.9) число наблюдений N должно быть не менее 9.

Несимметрия напряжения

Несимметрия напряжения характеризуется показателями: коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ; коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} .

Нормально и предельно допустимые значения K_{2U} в ТОП равны соответственно 2,0 и 4,0 % $U_{\text{ном}}$.

Нормально и предельно допустимые значения K_{0U} в ТОП в четырехпроводных электрических сетях с номинальным напряжением 0,38 кВ равны соответственно 2,0 и 4,0 % $U_{\text{ном}}$.

Вычисляют K_{2Ui} (%) как результат i -го наблюдения по формуле

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} 100, \quad (12.10)$$

где $U_{2(1)i}$, $U_{1(1)i}$ — действующие значения напряжений соответственно обратной и прямой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений, В (кВ).

В формуле (12.10) допускается применять вместо значений $U_{1(1)i}$ номинальное значение междуфазного напряжения $U_{\text{ном.мф}}$, В (кВ).

Значение K_{2U} (%) как результат усреднения N наблюдений K_{2Ui} на интервале времени $T = 3$ с (табл. 4 ГОСТ 13109—97) определяют по формуле

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2Ui}^2}{N}}, \quad (12.11)$$

где число наблюдений $N \geq 9$.

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0Ui} (%) как результат i -го наблюдения вычисляют по формуле

$$K_{0Ui} = \frac{\sqrt{3} U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} 100, \quad (12.12)$$

где $U_{0(1)i}$ — действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении, В (кВ); $U_{1(1)i}$ — действующее значение междуфазного напряжения прямой последовательности основной частоты, В (кВ).

Допускается определять K_{0Ui} по формуле

$$K_{0Ui} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном.ф}}} 100, \quad (12.13)$$

где $U_{\text{ном.ф}}$ — номинальное значение фазного напряжения, В (кВ).

Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{0U} (%) как результат усреднения N наблюдений K_{0Ui} на интервале времени $T = 3$ с (см. табл. 4 ГОСТ 13109—97) вычисляют по формуле

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0Ui}^2}{N}}, \quad (12.14)$$

где $N \geq 9$.

Отклонение частоты

Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях харак-

теризуется одноименным ПКЭ, для которого в любом режиме работы сети установлены следующие нормы: $\Delta f_{\text{норм}} = \pm 0,2$ Гц и $\Delta f_{\text{пред}} = \pm 0,4$ Гц.

Вычисляют усредненное значение частоты f_y (Гц) как результат усреднения N наблюдений f_i на интервале времени $T = 20$ с (см. табл. 4 ГОСТ 13109—97) по формуле

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N}, \quad (12.15)$$

где $N \geq 15$.

Значение отклонения частоты Δf (Гц) определяют по формуле

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}. \quad (12.16)$$

Провал напряжения

Провал напряжения характеризуется показателем длительности провала $\Delta t_{\text{п}}$. Согласно ГОСТ 13109—97 предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с. Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке сети определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

Вычисляют $\Delta t_{\text{п}}$ по формуле

$$\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}}, \quad (12.17)$$

где $t_{\text{н}}$, $t_{\text{к}}$ — начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Характеристики провалов напряжения в электрических сетях напряжением 6—10 кВ представлены в Приложении Г ГОСТ 13109—97.

Соотношения характерных интервалов длительностей провалов напряжения для городских кабельных электрических сетей приведены ниже:.

Интервалы длительности провалов напряжения, с	3—6	6—15	15—21	21—30	3—30
Доля интервалов данной длительности, %	20	60	16	4	100

Импульс напряжения

Импульс напряжения характеризуется показателем импульсного напряжения $U_{\text{имп}}$ (рис. 12.3). Значения напряжений для грозовых и коммутационных импульсов, возникающих в электрических сетях ЭО, приведены в табл. 12.4 и в Приложении Д ГОСТ 13109—97.

Значение $U_{\text{имп}}$ [В (кВ)] (см. рис. 12.1, в) измеряют как максимальное значение напряжения при резком его изменении (длительность фронта импульса не более 5 мс).

Вспомогательный параметр $\Delta t_{\text{имп } 0,5}$ [мкс (мс)] — длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды ($U_{\text{имп.а}}$) — вычисляют по формуле

$$\Delta t_{\text{имп } 0,5} = \Delta t_{\text{к } 0,5} - \Delta t_{\text{н } 0,5}. \quad (12.18)$$

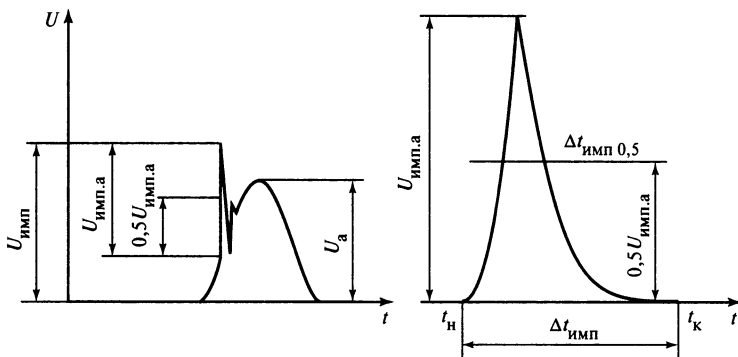


Рис. 12.3. Параметры импульсного напряжения

Таблица 12.4. Значения коммутационных импульсных напряжений при их длительности на уровне 0,5 амплитуды импульса, равной 1000—5000 мкс

Номинальное напряжение сети, кВ	0,38	3	6	10	20	35	110	220
Коммутационное импульсное напряжение, кВ	4,5	15,5	27	43	85,5	148	363	705

Таблица 12.5. Значения $K_{\text{пер}U}$ в ТОП

Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$, с	До 1	До 20	До 60
$K_{\text{пер}U}$, отн. ед.	1,47	1,31	1,15

Временное перенапряжение

Временное перенапряжение характеризуется коэффициентом временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$. Некоторые данные о значениях $K_{\text{пер}U}$ представлены в табл. 12.5.

Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$ (отн. ед.) вычисляют по формуле

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{a \max}}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}}, \quad (12.19)$$

где $U_{a \max}$ — максимальное значение огибающей амплитудных значений напряжения за время существования временного перенапряжения, В (кВ).

Формулы для определения вспомогательных параметров для определения некоторых ПКЭ приведены в Приложении Б ГОСТ 13109—97.

В табл. 12.6 сведены нормы по всем ПКЭ.

Таблица 12.6. Нормы качества электрической энергии

Показатель КЭ	Нормы КЭ	
	нормально допустимые	предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения δU_y , %	± 5	± 10
Размах изменения напряжения δU_t , %	—	См. рис. 12.2
Доза фликера, отн. ед.:		
кратковременная P_{st}	—	1,38; 1,0
длительная P_{Lt}	—	1,0; 0,74
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U , %	По табл. 12.2	По табл. 12.2
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$, %	По табл. 12.3	По табл. 12.3
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	2	4
Отклонение частоты Δf , Гц	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$
Длительность провала напряжения Δt_n , с	—	30
Импульсное напряжение $U_{имп}$, кВ	—	—
Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$, отн. ед.	—	—

Оценка соответствия ПКЭ установленным нормам

Для определения соответствия значений измеряемых ПКЭ (кроме Δt_n , $U_{имп}$, $K_{перU}$) нормам стандарта устанавливается минимальный интервал времени измерений, равный 24 ч, соответствующий расчетному периоду.

Наибольшие значения δU_t и P_t , определяемые в течение минимального интервала измерений (24 ч), не должны превышать предельно допустимых значений.

Наибольшие значения K_U , $K_{U(n)}$, K_{2U} , K_{0U} , определяемые в течение минимального интервала измерений (24 ч), не должны превышать предельно допустимых значений, а значения тех же ПКЭ, определяемые с вероятностью 95 % за тот же период измерений, не должны превышать нормально допустимых значений, установленных стандартом для этих ПКЭ. Например, наибольшие значения измерений K_U в сети с $U = 0,38$ кВ за 24 ч не

должны превышать 12 %, а 95 % всех измерений за этот же период не должны превышать 8 % (см. табл. 12.2).

Наибольшие и наименьшие значения δU_y и Δf , определяемые с учетом знака в течение 24 ч, должны находиться в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями (для δU_y на выводах ЭП: $-10 \div +10$ % $U_{ном}$ и для Δf : $-0,4 \div +0,4$ Гц). Верхнее и нижнее значения этих ПКЭ, являющиеся границами интервала, в котором с вероятностью 95 % находятся измеренные значения этих ПКЭ, должны находиться в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями (для δU_y на выводах ЭП: $-5 \div +5$ % $U_{ном}$, для Δf : $-0,2 \div +0,2$ Гц).

Допускается определять соответствие ПКЭ нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного ПКЭ за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по какому-либо из вышеперечисленных ПКЭ (кроме δU_t , Δt_n , $U_{имп}$, $K_{перU}$) соответствует требо-

ваниям стандарта, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % установленного периода времени (24 ч), т.е. 1 ч 12 мин, а за предельно допустимые значения — 0 % этого периода времени.

Рекомендуемая общая продолжительность измерений — 7 сут.

Оценку соответствия нормам стандарта в ТОП таких ПКЭ, как Δt_n , и получение данные о таких ПКЭ, как $U_{\text{имп}}$, $K_{\text{пер}U}$, проводят длительным наблюдением и регистрацией.

Максимально возможную длительность провала напряжения в ТОП допускается определять путем расчета суммарной выдержки времени устройств релейной защиты, автоматики и коммутационных аппаратов, установленных в сетях ЭО. Если Δt_n , найденная таким способом, не превышает $\Delta t_{\text{пред}}$ (30 с), то КЭ по данному показателю считают соответствующим требованиям стандарта.

Контроль качества электрической энергии

Оценку соответствия ПКЭ (кроме Δt_n , $U_{\text{имп}}$, $K_{\text{пер}U}$) нормам стандарта следует проводить с периодичностью, установленной в Приложении Е ГОСТ 13109—97. Кроме того, указанную оценку проводят по требованию ЭО или потребителя, а также до и после подключения потребителя по требованию одной из указанных сторон.

Контроль КЭ в ТОП проводят энергоснабжающие организации. Указанные организации выбирают точки контроля и определяют его периодичность.

Контроль за соблюдением ЭО и потребителями электрической энергии требований стандарта осуществляют органы надзора и аккредитованные в установленном порядке испытательные лаборатории по КЭ.

Периодичность измерений ПКЭ устанавливают:

для δU_y — не реже 2 раз в год в зависимости от сезонного изменения нагрузок в распределительной сети центра питания, а

при наличии автоматического встречного регулирования напряжения не реже 1 раза в год;

для остальных ПКЭ — не реже 1 раза в 2 года при неизменности схемы сети и незначительном изменении нагрузки потребителя, ухудшающего КЭ.

Конкретные сроки проведения периодического контроля КЭ в ТОП устанавливает ЭО.

Потребители, ухудшающие КЭ, должны проводить контроль в точках собственных сетей, ближайших к ТОП, а также на выводах ЭП, являющихся источниками кондуктивных электромагнитных помех. Периодичность контроля устанавливается по согласованию с ЭО с учетом вышеприведенных требований периодичности контроля КЭ.

12.3. ПРИЧИНЫ И ИСТОЧНИКИ НАРУШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Нарушение норм, установленных ГОСТ 13109—97 на качество электрической энергии, возможно как со стороны энергоснабжающей организации (δU_y , Δf , Δt_n , $U_{\text{имп}}$, $K_{\text{пер}U}$), так и по вине потребителей: δU_i , P_i , K_U , $K_{U(n)}$, K_{2U} , K_{0U} (см. табл. 12.1). Заметное влияние на ПКЭ оказывают параметры электрических сетей.

Увеличение количества и повышение установленной мощности электроприемников с нелинейным и несимметричным характером нагрузок сделали искаженные режимы характерной и неотъемлемой чертой работы современной системы электроснабжения.

Отклонение напряжения обусловлено изменением потерь напряжения, вызываемых изменением мощностей нагрузок.

Потери напряжения на участке сети

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (12.20)$$

где P и Q — активная и реактивная мощности участка сети; R и X — активное и реактивное сопротивления участка; U —

напряжение в точке присоединения; ΔU_a , ΔU_p — соответственно активная и реактивная составляющие потерь напряжения.

Для обеспечения требований, предъявляемых к качеству напряжения потребителями, значения напряжений в каждой точке электрической сети должны находиться в определенных допустимых пределах. Практически без специальных регулирующих устройств допустимый режим напряжений может быть обеспечен, только когда суммарные потери напряжений сравнительно невелики. Это может быть лишь в сетях небольшой протяженности и с малым числом промежуточных трансформаций.

Колебания напряжения. Их источником являются потребители электрической энергии с резкопеременным графиком потребления мощности (особенно реактивной): дуговые сталеплавильные печи, регулируемые вентильные преобразователи, установки электросварки, поршневые компрессоры, прокатные станы, рудно-термические печи и др. Резкие толчки потребляемой мощности, вызываемые работой вышеперечисленных потребителей, приводят к изменениям напряжения сети, размахи которых могут достигать больших значений.

В электрических системах распространение колебаний напряжения происходит в направлении к шинам низкого напряжения практически без затуханий, а к шинам высокого напряжения — с затуханием по амплитуде. Этот эффект проявляется в зависимости от величины мощности короткого замыкания S_k системы.

В общем случае величина размаха изменения напряжения δU_t зависит от соотношения набросов в основном реактивной мощности ΔQ и мощности короткого замыкания питающей сети S_k :

$$\delta U_t \approx \pm Q / S_k, \quad (12.21)$$

т.е. при заданных набросах реактивной мощности колебания напряжения тем меньше, чем выше мощность короткого замыкания питающей сети.

Несинусоидальность напряжения. Источниками гармонических искажений

служат в основном нагрузки с нелинейными характеристиками: дуговые сталеплавильные печи, вентильные преобразователи, трансформаторы с нелинейными вольт-амперными характеристиками, преобразователи частоты, индукционные печи, вращающиеся электрические машины, питаемые через вентильные преобразователи, телевизионные приемники, люминесцентные лампы, ртутные лампы.

Последние три источника создают при своей работе невысокий уровень гармонических искажений на выходе, но их общее количество велико. Эффект наложения искажений приводит к значительному их уровню, даже в сетях высоких напряжений. Так, величина K_U в сетях 230 кВ за счет работы телевизионных приемников может достигать 1 % [12.5].

В узлах электроснабжения промышленных предприятий значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_U и коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ могут превосходить нормы ГОСТ 13109—97 (табл. 12.7) [12.4].

Распространение гармоник тока по сети также зависит от параметров схемы и конфигурации сети. При распространении гармоник тока от источника в направлении сети более высокого напряжения происходит снижение амплитуд гармонических составляющих, обычно вызванное увеличением величины S_k системы. Если распро-

Таблица 12.7. Характеристики источников гармонических искажений

Электроприемник	U , кВ	K_U , %
Дуговые сталеплавильные печи:	ДСП-100	220
		35
		8—10
ДСП-40		110
		35
Прокатный стан 1700		10
		13,2
Сварочные агрегаты	0,4	7—8
Мощные насосы	6	6—9

странение гармоник происходит в направлении к сетям низкого напряжения, то затухание гармоник слабее.

В общем случае степень искажения синусоидальности кривой напряжения определяется отношением суммарной мощности источников гармонических искажений к мощности короткого замыкания в точке определения K_U (в ТОП):

$$K_U \equiv (S_{\Sigma_{иск}} / S_K). \quad (12.22)$$

Несимметрия напряжения вызывается потребителями с несимметричным потреблением мощности по фазам.

Несимметричным режимом работы системы электроснабжения называют такой режим, при котором условия работы одной или всех фаз сети оказываются неодинаковыми. Различают кратковременные и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы. Кратковременная несимметрия обычно связана с аварийными процессами в электрических сетях, такими, как короткие замыкания (КЗ), обрывы проводов с замыканием на землю, отключение фазы при однофазном автоматическом повторном включении (АПВ) и т.д. Длительная несимметрия возникает при наличии несимметрии в том или ином элементе электрической сети или при подключении к системе электроснабжения несимметричных приемников электроэнергии. К ним относятся однофазные потребители, включаемые на фазное или междуфазное напряжение (осветительные установки, однофазные установки электросварки); трехфазные потребители с несимметричным потреблением мощности по фазам (дуговые сталеплавильные печи, сварочные установки).

Наличие несимметрии нагрузок фаз вызывает появление токов обратной и нулевой последовательностей. Эти токи, протекая по элементам сети, вызывают в них падения напряжения соответственно обратной и нулевой последовательностей, которые, складываясь с напряжением прямой последовательности промышленной частоты, приводят к возникновению несимметрии напряжений сети. Несимметрия междуфазных напряжений определяется

только наличием напряжения обратной последовательности, несимметрия фазных напряжений — напряжениями нулевой и обратной последовательностей. Следует отметить, что токи нулевой последовательности существуют, как правило, в сетях напряжением выше 1 кВ, работающих с глухозаземленной нейтралью, и распределительных сетях напряжением до 1 кВ. В широко распространенных трехфазных сетях без нулевого провода эти токи отсутствуют.

Характеристики отдельных нагрузок, вызывающих несимметрию напряжений, приведены в табл. 12.8 [12.4].

Значение K_{2U} (%) зависит от соотношения суммарной мощности однофазных потребителей и мощности короткого замыкания в точке определения K_{2U} (в ТОП):

$$K_{2U} \equiv \frac{S_{\Sigma_{одн}}}{S_K}. \quad (12.23)$$

Отклонение частоты. В установившемся режиме частота во всей энергетической системе (связанной сетями переменного тока) одинакова и определяется частотой вращения генераторов. Однако последняя определяется частотой вращения первичных двигателей — турбин, которые имеют специальный регулятор частоты вращения (первичное регулирование), обладающий сравнительно большим статизмом (до 5 %). Это значит, что частота вращения турбин зависит от механической нагрузки на ее валу и определяется расхо-

Таблица 12.8. Характеристики источников несимметрии напряжений

Электроприемник	U, кВ	K_{2U} , %
Дуговые сталеплавильные печи:		
ДСП-100	220	1,3
	35	4,5
ДСП-40	110	1,4
	35	4,0
Прокатный стан 1700	10	2,0
Сварочные агрегаты	0,4	1—5

дом энергоносителя (пара, воды). Электрическая нагрузка генераторов, а следовательно, и механическая нагрузка турбин непрерывно изменяются. Поэтому должна изменяться и частота вращения генераторов (турбогенераторов); при росте нагрузки частота вращения (и частота сети) снижается, а при уменьшении — возрастает.

Таким образом, частота переменного тока в электроэнергетической системе определяется частотой вращения генераторов электростанций. Номинальное значение частоты Единой энергетической системы (ЕЭС) России 50 Гц в системе электроснабжения может быть обеспечено при условии наличия резерва активной мощности. В каждый момент времени в электроэнергетической системе должно быть обеспечено равенство (баланс) между мощностью генераторов электростанций и мощностью, потребляемой нагрузкой с учетом потерь мощности на передачу в электрической сети:

$$P_{\text{г. расп}} = P_{\text{потр}} + \Delta P + P_{\text{с.н}},$$

где $P_{\text{г. расп}}$ — располагаемая активная мощность генераторов, включая резерв ($P_{\text{г. расп}} = P_{\text{г}} + P_{\text{рез}}$); $P_{\text{потр}}$ — активная мощность, потребляемая приемниками электрической энергии; ΔP — потери активной мощности в сети; $P_{\text{с.н}}$ — активная мощность собственных нужд электростанций.

Ввод резервной мощности возможен в системе за счет дополнительного расхода энергоносителя турбин электростанций.

Провал напряжения является кратковременным снижением напряжения, характеризуемым глубиной $\Delta U_{\text{п}}$ (по отношению к значению напряжения в нормальном режиме) и длительностью $\Delta t_{\text{п}}$. Глубина провала напряжения может изменяться от 10 до 100 %, длительность — от сотых до нескольких десятых долей секунды (в некоторых случаях — секунды). Основной причиной появления провалов напряжения в системе электроснабжения являются короткие замыкания в отходящих от цепи питания данного узла нагрузки ответвлениях

электрической сети высокого (35—220 кВ), среднего (6—10 кВ) напряжений и в сетях напряжением до 1 кВ. Провалы напряжения не нормируются, поскольку они неизбежны настолько же, насколько неизбежны короткие замыкания.

Импульсное напряжение — величина равная максимальному мгновенному значению напряжения в электрической сети в течение времени существования импульса напряжения (резкое изменение напряжения, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему значения за промежуток времени до нескольких миллисекунд). В электрическую сеть 220/380 В может проникать импульсное напряжение 3—10 кВ. Причинами возникновения импульсов напряжения являются: все виды грозových перенапряжений, коммутационные перенапряжения, резонансные перенапряжения.

12.4. ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Отклонения ПКЭ от нормируемых значений ухудшают условия эксплуатации электрооборудования энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии, могут привести к значительным убыткам как в промышленности, так и в бытовом секторе, обуславливают технологический и электромагнитный ущерб. Технологический ущерб выражается в расстройстве технологического процесса производства, порче материалов, ухудшении качества продукции, снижении производительности труда. Электромагнитный ущерб — это увеличение потерь электрической энергии, выход из строя электротехнического оборудования, нарушение работы устройств автоматики, телемеханики, связи, ЭВМ, микропроцессоров и др.

От электрических сетей систем электроснабжения общего назначения питаются электроприемники (ЭП) различного назначения.

Наиболее характерными типами ЭП, широко применяющимися на предприятиях различных отраслей промышленности, являются электродвигатели и установки электрического освещения. Значительное распространение находят электротермические установки, а также вентильные преобразователи.

Современная электрическая нагрузка квартиры (коттеджа) характеризуется широким спектром бытовых ЭП.

Воздействие каждого отдельно взятого бытового ЭП на сеть незначительно, совокупность же ЭП, подключаемых к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции, оказывает существенное влияние на питающую сеть.

Влияние отклонения напряжения

Каждый приемник электроэнергии спроектирован для работы при номинальном напряжении и должен обеспечивать нормальное функционирование при отклонениях напряжения от номинального на величину, заданную ГОСТ 13109—97. При изменении напряжения в пределах этого рабочего диапазона могут изменяться значения выходного параметра приемника электроэнергии, например температура в электротермической установке, освещенность у электроосветительной установки, полезная мощность на валу электродвигателя и т.п.

Одновременно с изменением выходных параметров, а в ряде случаев даже когда выходные параметры не изменяются, изменение напряжения приводит к изменению потребляемой электроприемником мощности.

Асинхронные двигатели. Вращающий момент асинхронного двигателя (АД) пропорционален квадрату напряжения на его выводах. При снижении напряжения уменьшаются вращающий момент и частота вращения ротора электродвигателя, так как увеличивается его скольжение. При номинальном напряжении на зажимах асинхронного двигателя и полной нагрузке он потребляет из сети активную $P_{\text{ном}}$ и

реактивную $Q_{\text{ном}}$ мощности. В случае изменения напряжения сети активная мощность на валу двигателя остается практически постоянной, изменяются лишь потери активной мощности в двигателе на некоторую величину δP , которая может быть положительной и отрицательной в зависимости от изменения напряжения, типа двигателя и его коэффициента загрузки k_z . В общем виде для трехфазных асинхронных двигателей изменение активной мощности $P_{\text{дв}}$, потребляемой ими, определяют из следующего выражения [12.2]:

$$\begin{aligned} P_{\text{дв}} &= k_z P_{\text{ном}} + \Delta P_{\text{ном}} + \delta P = \\ &= k_z P_{\text{ном}} + \Delta P_{\text{ном}}(1 + k_{\text{п}}), \quad (12.24) \end{aligned}$$

где $\Delta P_{\text{ном}}$ — потери активной мощности в двигателе при номинальном напряжении на его зажимах; $k_{\text{п}}$ — коэффициент пропорциональности, равный отношению дополнительных потерь активной мощности в двигателе δP к величине $\Delta P_{\text{ном}}$.

Анализ выражения (12.24) показывает, что наиболее существенное влияние на δP оказывает коэффициент загрузки двигателя. На рис. 12.4 приведены зависимости изменения потерь активной мощности в асинхронных двигателях серий А и АО напряжением 380 В от изменения напряжения в пределах $\pm 10\%$ номинального. Эти зависимости построены для двигателей мощностью 1—100 кВт, имеющих синхронную частоту вращения 1000—3000 об/мин. Там же нанесены кривые изменения средних значений δP для коэффициентов загрузки $k_z = 1; 0,75$ и $0,5$. Из кривых, приведенных на рис. 12.4, видно, что при наиболее часто встречающихся на практике изменениях напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального абсолютное изменение потерь активной мощности относительно мало. Однако оно соизмеримо с потерями в элементах сети, а в некоторых случаях превышает их.

Для электродвигателей, работающих с полной нагрузкой, понижение напряжения приводит к уменьшению частоты вращения. Если производительность механизмов

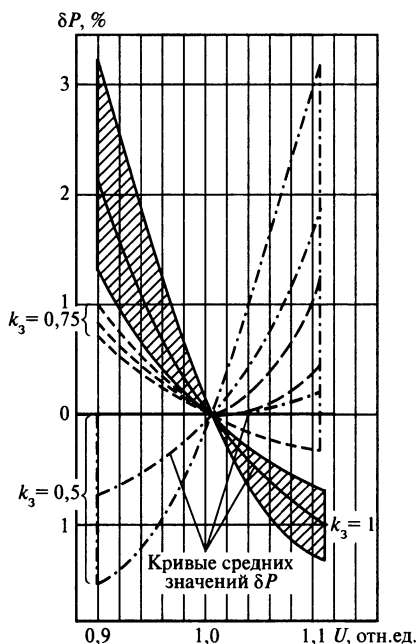


Рис. 12.4. Изменение потерь активной мощности δP в асинхронных двигателях 380 В серий А и АО в зависимости от изменения напряжения при различных значениях коэффициента k_3

зависит от частоты вращения двигателя, то на выводах таких двигателей рекомендуется поддерживать напряжение не ниже номинального. При значительном снижении напряжения на выводах электродвигателей, работающих с полной нагрузкой, момент сопротивления механизма может превысить вращающий момент, что приведет к «опрокидыванию» двигателя, т.е. к его останову.

Изменение частоты вращения двигателя δn (%) (рис. 12.5, 12.6) определяют из выражения

$$\delta n = \frac{n_U - n_{\text{ном}}}{n_0} 100, \quad (12.25)$$

где n_U — частота вращения при напряжении U и коэффициенте загрузки двигателя k_3 , об/мин; $n_{\text{ном}}$ — частота вращения при коэффициенте загрузки k_3 и номинальном напря-

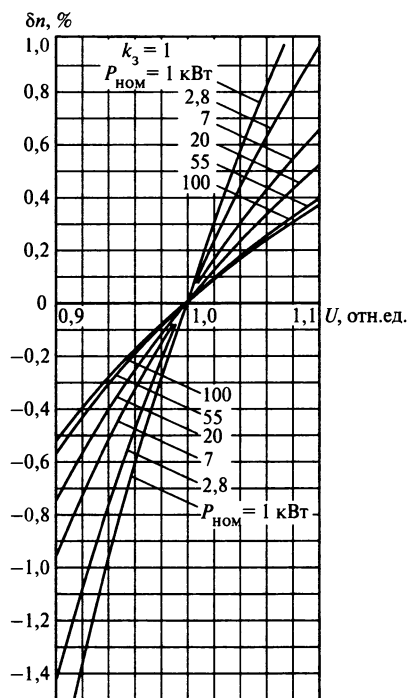


Рис. 12.5. Изменение частоты вращения двигателей на напряжение 380 В серий А и АО различной номинальной мощности $P_{\text{ном}}$

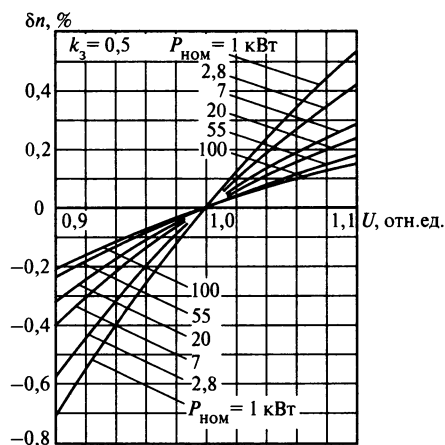


Рис. 12.6. Изменение частоты вращения двигателей на напряжение 380 В серий А и АО различной номинальной мощности $P_{\text{ном}}$

жении, об/мин; n_0 — синхронная частота вращения двигателя, об/мин.

Частота вращения ротора у асинхронных двигателей в малой степени зависит от коэффициента загрузки. Однако при снижении напряжения на зажимах двигателя скольжение возрастает, и это обстоятельство может привести к существенному ущербу на некоторых промышленных предприятиях.

Снижение напряжения ухудшает и условия пуска двигателя, так как при этом уменьшается его пусковой момент.

В случае снижения напряжения на зажимах двигателя реактивная мощность намагничивания уменьшается (на 2—3 % при снижении напряжения на 1 %), при той же потребляемой мощности увеличивается ток двигателя (можно считать, что при $\delta U = -10\%$ ток двигателя возрастет на 10 % $I_{\text{ном}}$), что вызывает перегрев изоляции.

Реактивная мощность $Q_{\text{дв}}$, потребляемая из сети трехфазным асинхронным двигателем, состоит из реактивной мощности намагничивания стали Q_0 и реактивной мощности рассеяния Q_p . При $U = U_{\text{ном}}$ и $k_3 = 1$ потребляемая реактивная мощность определяется по формуле

$$Q_{\text{ном}} = Q_{0\text{ном}} + Q_{p\text{ном}} \quad (12.26)$$

Значение $Q_{\text{дв}}$ в условиях изменяющегося напряжения сети в значительной мере зависит от коэффициента

$$K = Q_{0\text{ном}} / Q_{\text{ном}} \quad (12.27)$$

На рис. 12.7 приведены зависимости дополнительной реактивной мощности δQ (квар/кВт) от изменения напряжения для двигателей на напряжение 380 В серий А и АО мощностью 1—100 кВт при коэффициенте загрузки $k_3 = 1$ и 0,5.

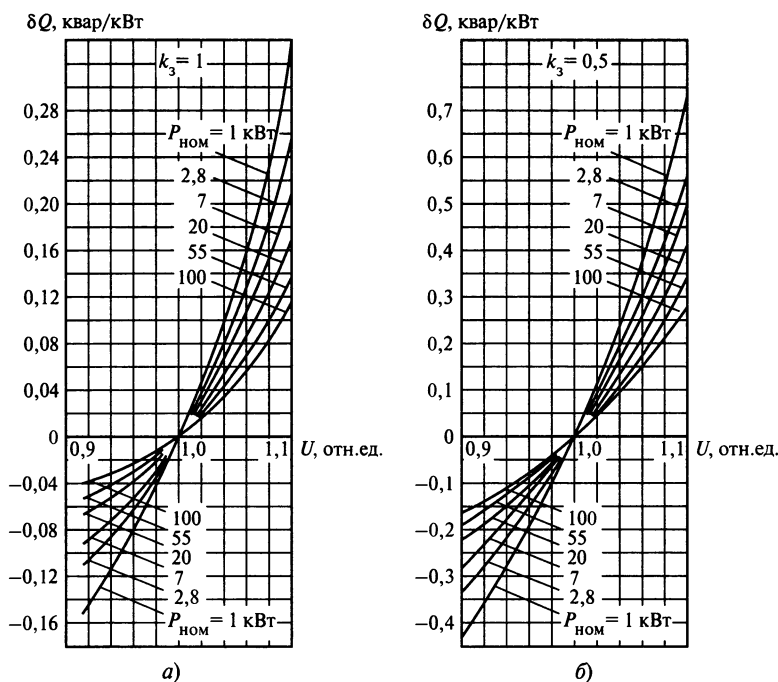


Рис. 12.7. Изменение удельной потребляемой дополнительной реактивной мощности δQ двигателями на напряжение 380 В серий А и АО (среднее значение) различной номинальной мощности:

а — при $k_3 = 1$; б — при $k_3 = 0,5$

Из графиков на рис. 12.7 видно, что общим для рассмотренных двигателей является увеличение потребляемой реактивной мощности при повышении подведенного напряжения. Удельное потребление Q растет с уменьшением коэффициента загрузки; δQ растет в зоне повышенных напряжений при уменьшении номинальной мощности двигателя. Для приближенных расчетов можно считать, что для наиболее распространенных трехфазных двигателей серии А мощностью 20—100 кВт повышение напряжения на 1 % приводит к росту реактивной мощности приблизительно на 3 %. Для двигателей меньшей мощности соответствующее увеличение потребляемой мощности достигает 5—7 %. При изменении напряжения на зажимах электродвигателя изменяются его скольжение, а следовательно, и частота вращения.

Если электродвигатель длительно работает при пониженном напряжении, то из-за ускоренного износа изоляции срок службы двигателя уменьшается. Приблизительно срок службы изоляции T можно определить по формуле

$$T = \frac{T_{\text{ном}}}{R}, \quad (12.28)$$

где $T_{\text{ном}}$ — срок службы изоляции двигателя при номинальном напряжении и номинальной нагрузке; R — коэффициент, зависящий от значения и знака установившегося отклонения напряжения δU_y , а также от

коэффициента загрузки двигателя k_3 и равный:

$$R = (47\delta U_y^2 - 7,55\delta U_y + 1)k_3^2 \\ \text{при } -0,2 \leq \delta U_y < 0;$$

$$R = k_3^2 \quad \text{при } 0,2 \geq \delta U_y > 0.$$

В табл. 12.9 приведены характеристики АД и допустимые значения отклонения напряжения [12.5].

Синхронные двигатели. В условиях работы с полной нагрузкой и при номинальном напряжении на зажимах синхронный двигатель (СД) характеризуется номинальными значениями потребляемой активной мощности $P_{\text{ном}}$, потерь активной мощности $\Delta P_{\text{ном}}$ и располагаемой реактивной мощности $Q_{\text{рс.ном}}$ (в режиме перевозбуждения).

Располагаемая реактивная мощность $Q_{\text{рс}}$ и потери активной мощности ΔP являются функциями коэффициента загрузки k_3 СД и напряжения на его зажимах $Q_{\text{рс}} = f_1(k_3, U)$; $\Delta P = f_2(\psi, k_3, U_*)$, где $k_3 = P/P_{\text{ном}}$ — относительное значение потребляемой СД активной мощности; $\psi = Q/Q_{\text{ном}}$ — относительное значение генерируемой или потребляемой реактивной мощности; $U_* = U/U_{\text{ном}}$ — относительное значение напряжения на зажимах двигателя.

Практически значения k_3 могут изменяться от 0,05 (режим, близкий к холос-

Таблица 12.9. Характеристики асинхронного двигателя и допустимые значения отклонения напряжения

Изменение характеристик АД	δU_y	
	$-10 \% U_{\text{ном}}$	$+10 \% U_{\text{ном}}$
Пусковой и максимальный вращающий момент, %	-19	+21
Скольжение, %	+23	-17
КПД, %:		
при номинальной нагрузке	-2	+1
75 % номинальной нагрузки	-2	+1
50 % номинальной нагрузки	-(1 ÷ 2)	(1 ÷ 2)
Ток ротора, %	+14	-11
Ток статора, %	+10	-7

тому ходу СД) до 1,1 и ψ от $-0,6$ (режим потребления реактивной мощности) до ψ_{pc} (относительная располагаемая реактивная мощность СД при рассматриваемых значениях U и k_3).

На рис. 12.8 приведены зависимости изменения располагаемой реактивной мощности СД типа СДН16-104-6, 6300 кВт, 6 кВ от k_3 и U_* . Зависимость потерь активной мощности в СД от напряжения при $k_3 = 0,8$ для $\psi = 0,25 \div 1$ приведена на рис. 12.9. Приблизительно потери активной мощности, обусловленные генерацией реактивной мощности, определяют по формуле

$$\Delta P = D_1 \psi + D_2 \psi^2. \quad (12.29)$$

Коэффициенты D_1 и D_2 в формуле (12.29) зависят от параметров машины, но для конкретной машины неизменны.

Влияние изменения напряжения на СД во многом аналогично влиянию на АД. Основные различия состоят в том, что частота вращения не зависит от напряжения. Ток возбуждения для машинного возбуждателя не зависит от напряжения сети, а при

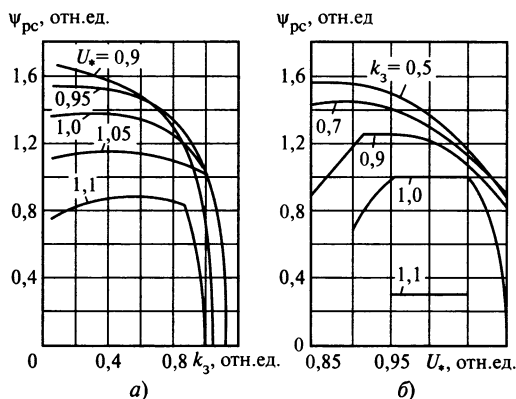


Рис. 12.8. Изменение располагаемой реактивной мощности ψ_{pc} синхронного двигателя СДН-16-104-6, 6300 кВт, 6 кВ:

а — в зависимости от коэффициента загрузки k_3 при различных значениях напряжения; б — в зависимости от напряжения при различных коэффициентах загрузки k_3

возбуждении от выпрямительной установки — пропорционален напряжению.

С изменением напряжения сети изменяется реактивная мощность СД, что имеет важное значение, если СД используется для компенсации реактивной мощности в СЭС. Характер изменения реактивной мощности, зависящий от режима тепловой нагрузки СД, при отклонении напряжения сети определяется рядом конструктивных параметров и показателей режима работы СД.

Осветительные приемники электроэнергии. Снижение напряжения в осветительной сети приводит к уменьшению освещенности рабочих мест и, как следствие, к снижению производительности труда. Повышение напряжения в сети приводит к значительным убыткам из-за снижения срока службы осветительных устройств.

Лампы накаливания характеризуются номинальными параметрами: потребляемой мощностью $P_{ном}$, световым потоком $F_{ном}$, световой отдачей $H_{ном}$ (равной отношению излучаемого лампой светового потока к ее мощности) и средним номинальным сроком службы $T_{ном}$. Эти показатели в значительной мере зависят от напряжения на выводах ламп накаливания. При отклонениях напряжения $\delta U_y = \pm 10\%$

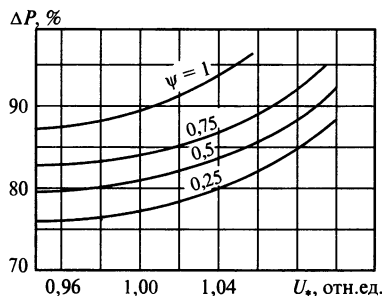


Рис. 12.9. Изменение потерь активной мощности в двигателе СДН-16-104-6 в зависимости от напряжения при $k_3 = 0,8$ и различных значениях его реактивной мощности ψ (отн. ед.)

относительные значения вышеназванных параметров приближенно можно описать следующими эмпирическими формулами:

$$P_* = \frac{P}{P_{\text{ном}}} = \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{1,53} = (U_*)^{1,53}; \quad (12.30)$$

$$F_* = \frac{F}{F_{\text{ном}}} = \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{3,67} = (U_*)^{3,67}; \quad (12.31)$$

$$T_* = \frac{T}{T_{\text{ном}}} = \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{-14,8} = (U_*)^{-14,8}; \quad (12.32)$$

$$H_* = \frac{H}{H_{\text{ном}}} = \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{2,14} = (U_*)^{2,14}, \quad (12.33)$$

где U_* — относительное значение напряжения на приемнике электроэнергии от номинального.

Из кривых на рис. 12.10 видно, что со снижением напряжения наиболее заметно падает световой поток. При повышении напряжения сверх номинального увеличиваются световой поток F , мощность лампы

P и световая отдача H , но резко снижается срок службы ламп T и в результате они быстро перегорают. При этом имеет место и перерасход электроэнергии.

Люминесцентные лампы менее чувствительны к отклонениям напряжения. При повышении напряжения потребляемая мощность и световой поток увеличиваются, а при снижении — уменьшаются, но не в такой степени, как у ламп накаливания. При пониженном напряжении условия зажигания люминесцентных ламп ухудшаются, поэтому срок их службы, определяемый распылением оксидного покрытия электродов, сокращается как при отрицательных, так и при положительных отклонениях напряжения.

Существенным недостатком люминесцентных ламп является потребление ими реактивной мощности, которая растет с увеличением подводимого к ним напряжения.

Статические характеристики по напряжению для активной и реактивной мощностей люминесцентных ламп можно записать соответственно:

$$p_* = (U_*)^{1,9}; \quad (12.34)$$

$$q_* = (U_*)^{1,5}. \quad (12.35)$$

Отклонения напряжения отрицательно влияют на качество работы и срок службы бытовой электронной техники (радиоприемники, телевизоры, телефонно-телеграфная связь, компьютерная техника).

Вентильные преобразователи обычно имеют систему автоматического регулирования постоянного тока путем фазового управления. При повышении напряжения в сети угол регулирования автоматически увеличивается, а при понижении напряжения уменьшается. Повышение напряжения на 1 % приводит к увеличению потребления реактивной мощности преобразователем примерно на 1—1,4 %, что вызывает ухудшение коэффициента мощности. В то же время другие показатели вентильных преобразователей с повышением напряже-

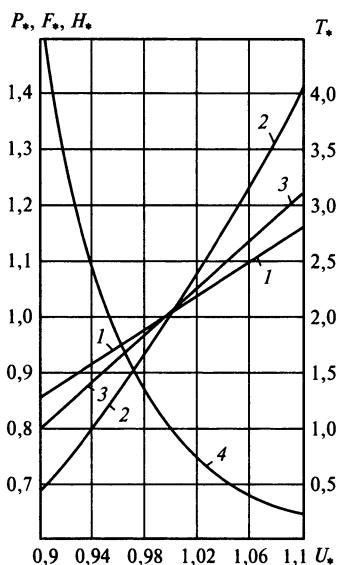


Рис. 12.10. Зависимости характеристик ламп накаливания от напряжения:

1 — потребляемая мощность P_* ; 2 — световой поток F_* ; 3 — световая отдача H_* ; 4 — срок службы T_* .

ния улучшаются, и поэтому выгодно повышать напряжение на их выводах в пределах допустимых значений.

Электрические печи чувствительны к отклонениям напряжения. Понижение напряжения электродуговых печей, например, на 7 % приводит к удлинению процесса плавки стали в 1,5 раза. Повышение напряжения сверх $1,05U_{\text{ном}}$ приводит к перерасходу электроэнергии.

Электросварочные установки переменного тока дуговой и контактной сварки представляют собой однофазную неравномерную и несинусоидальную нагрузку с низким коэффициентом мощности: 0,3 — для дуговой сварки и 0,7 — для контактной. При снижении напряжения до $0,9U_{\text{ном}}$ время сварки увеличивается на 20 %, а при выходе его за пределы $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном}}$ возникает брак сварных швов.

Электрохимические и электролизные установки работают на постоянном токе, который получают от преобразовательных подстанций, выпрямляющих трехфазный переменный ток. Коэффициент мощности установок 0,8—0,9. Работа электролизных установок при пониженном напряжении приводит к снижению производительности, а повышение напряжения — к недопустимому перегреву ванн электролизера.

Конденсаторные установки. Отклонения напряжения в сети оказывают значительное влияние на работу конденсаторных установок, используемых для компенсации реактивной мощности. При снижении напряжения U существенно уменьшается выдаваемая в сеть реактивная мощность Q_K , так как она зависит от квадрата подведенного напряжения:

$$Q_K = \frac{U^2}{x_C} = U^2 \omega C_K, \quad (12.36)$$

где x_C — реактивное емкостное сопротивление конденсатора; ω — угловая частота сети; C_K — емкость конденсатора.

В часы малых нагрузок имеют место наиболее высокие уровни напряжения в сети, которые могут представлять опас-

ность для электросетевого оборудования, в том числе и для самих конденсаторов. В свою очередь, повышенные уровни напряжения способствуют увеличению отдаваемой в сеть реактивной мощности и еще большему увеличению уровня напряжения; и наоборот, в часы максимальных нагрузок имеют место повышенное потребление реактивной мощности и понижение уровня напряжения. Это приводит к снижению реальной мощности конденсаторов, повышенному потреблению реактивной мощности из сети, росту потерь напряжения в ней и дальнейшему ухудшению КЭ.

Силовые трансформаторы. Потери активной мощности в стали трансформаторов изменяются пропорционально квадрату изменения напряжения, приходящегося на виток первичной обмотки трансформатора. При напряжении сети, отличающемся от напряжения ответвления трансформатора на a (%), потери активной мощности в стали $\Delta P_{\text{ст}}$ можно с достаточной точностью найти по формуле

$$\Delta P_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст.ном}}(1 \pm a/100), \quad (12.37)$$

где $\Delta P_{\text{ст.ном}}$ — потери в стали при номинальном напряжении.

Потери реактивной мощности в стали трансформаторов резко меняются с изменением напряжения, подводимого к трансформатору. При напряжении, отличающемся от напряжения ответвления трансформатора на a (%), потери реактивной мощности в стали $\Delta Q_{\text{ст}}$ (намагничивающей мощности трансформатора) можно определить как

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \Delta Q_{\text{ст.ном}}(1 \pm a/100), \quad (12.38)$$

где $\Delta Q_{\text{ст.ном}}$ — потери реактивной мощности трансформатора при номинальном напряжении.

Потери в реактивном сопротивлении трансформатора можно считать изменяющимися пропорционально квадрату намагничивающей силы первичной обмотки. При напряжении, превышающем напряжение ответвления на a (%), потери реактив-

ной мощности в обмотках трансформатора ΔQ_m могут быть найдены по формуле

$$\Delta Q_m = \Delta Q_{m, \text{ном}} (1 \pm a/100), \quad (12.39)$$

где $\Delta Q_{m, \text{ном}}$ — потери в реактивном сопротивлении рассеяния трансформатора при номинальном напряжении [12.6].

Чрезмерно высокие отклонения напряжения могут представлять опасность с точки зрения электрического пробоя изоляции аппаратов напряжением выше 1 кВ. При этом чем выше класс номинального напряжения аппарата, тем больше опасность потенциального пробоя изоляции. Чрезмерное повышение напряжения в сети приводит к росту токов нагрузок и мощности КЗ, что вызывает ускоренный износ коммутационных аппаратов и может сказаться на их коммутационной способности. Для аппаратов с электрическими схемами включения реальную опасность представляют перегрев и преждевременный выход из строя элементов схемы управления, находящихся во включенном состоянии достаточно длительное время. Понижение напряжения ниже номинального может сказаться только на качестве выполняемых коммутационных операций.

Для уменьшения отрицательного влияния отклонения напряжения на работу электроприемников рекомендуется:

- использовать трансформаторы с РПН;
- применять регулируемые источники реактивной мощности;

в сетях напряжением до 1 кВ выбирать сечения проводников по допустимой потере напряжения.

Влияние колебаний напряжения

Электроосветительные установки наиболее чувствительны к колебаниям напряжения, являющимся причиной мигания ламп освещения (фликер-эффект). Последний вызывает неприятное психологическое воздействие на человека, утомление зрения и организма в целом. Степень раздражения органов зрения зависит от величины и частоты мигания. Наиболее сильное воздей-

ствие на глаз человека оказывают мигания света с частотой 3—10 Гц, поэтому допустимые колебания напряжения в этом диапазоне минимальны — менее 0,5 % (см. рис. 12.2). Следует учитывать, что степень воздействия зависит от типа источника света. Например, при одинаковых колебаниях напряжения лампы накаливания оказывают значительно большее воздействие, чем газоразрядные лампы. Колебания напряжения более 10 % могут привести к погасанию газоразрядных ламп. Зажигание их в зависимости от типа ламп происходит через несколько секунд или даже минут.

Конденсаторы и вентильные выпрямительные агрегаты могут выйти из строя при колебаниях напряжения с размахом 10—15 %.

Заметное влияние оказывают колебания напряжения на *асинхронные двигатели* небольшой мощности. Колебания недопустимы для текстильного, бумагоделательного и других производств, предъявляющих особенно высокие требования к точности поддержания частоты вращения приводов, в качестве которых используют асинхронные двигатели.

Колебания напряжения оказывают существенное влияние на *контактную сварку*. Это воздействие сказывается как на качестве самого сварочного процесса, так и на надежности управления сваркой. На качество напряжения в сетях контактной сварки накладываются жесткие ограничения по размаху изменений напряжения: 5 % для сварки обычных сталей и 3 % для сварки титановых и других жаропрочных сталей и сплавов. Продолжительность допустимых колебаний напряжения для аппаратуры управления машинами контактной сварки ограничивается значением 0,2 с во избежание ложного срабатывания этих устройств.

В *электролизных установках* колебания напряжения с размахом 5 % вызывают резкое увеличение износа анодов и сокращение срока службы.

Контакты *магнитных пускателей* могут отпадать при $\delta U_l \geq 15\%$, вызывая нарушения технологических процессов.

На металлургических заводах к числу приемников, чувствительных к колебаниям напряжения, относятся *станы непрерывной прокатки*.

При колебаниях напряжения возникают качания *турбогенераторов*. Для самих турбогенераторов такие качания не опасны, однако, передаваясь на лопатки турбины, они могут привести в действие регуляторы скорости.

Колебания напряжения отрицательно влияют на работу *радиоприборов*, нарушая их нормальное функционирование и снижая срок службы. Помехи в телевизионных изображениях проявляются при частотах 0,5—3 Гц и заметны, главным образом, при неподвижных изображениях.

К электроприемникам, чувствительным к колебаниям напряжения, относятся также *вычислительные машины, рентгеновские установки* и т.д. При работе ЭВМ в режиме управления иногда оказывается достаточным одного-двух колебаний с размахом 1—1,5 %, чтобы произошел сбой в какой-либо ячейке машины и, как следствие, возникли ошибки в командах управления или при производстве расчетов.

Наиболее эффективные меры уменьшения колебаний напряжения включают в себя:

применение специальных технических средств (статические источники реактивной мощности, отрабатывающие реальный график потребления реактивной мощности; установки продольной компенсации, уменьшающие суммарное индуктивное сопротивление сети и тем самым снижающие реактивную составляющую потерь напряжения);

нормирование допустимой мощности потребителей с резкопеременным графиком нагрузки (не более 10 % номинальной мощности питающего трансформатора);

выделение для резкопеременной нагрузки отдельного ввода.

Влияние несинусоидальности напряжения

Конденсаторы компенсирующих устройств чувствительны к искажению синусоидальности кривой напряжения. Они перегружаются токами высших гармоник, которые приводят к дополнительному нагреву конденсаторов и увеличению в них диэлектрических потерь, при этом возможно возникновение резонанса на одной из высших гармоник, сопровождающегося многократным увеличением напряжения резонансной гармоники.

Вращающиеся машины подвергаются дополнительному нагреву от воздействия несинусоидальных токов.

В *кабелях* высшие гармонические так же, как и в конденсаторах, увеличивают диэлектрические потери и нагрев.

Проникновение высших гармоник в сеть приводит к нарушению работы устройств телемеханики, автоматики, релейной защиты.

Состав высших гармонических тока и напряжения зависит от их источника (см. § 12.3). Определение спектрального состава токов, расчет сопротивлений элементов схем электроснабжения на повышенных частотах, схемы замещения источников искажений и расчеты K_U и $K_{U(n)}$ рассматриваются в разд. 16.

Наиболее эффективным средством выполнения допустимых норм по несинусоидальности напряжения является нормирование допустимой мощности тиристорных преобразователей и других источников высших гармонических (до 10 % номинальной мощности питающего трансформатора). Из других средств уменьшения влияния несинусоидальности напряжения можно выделить: увеличение пульсности преобразовательных агрегатов; использование токовых фильтров высших гармоник; применение многофазного эквивалентного режима работы вентильных преобразователей.

Влияние несимметрии напряжения

Наиболее чувствительна к несимметрии напряжения электродвигательная нагрузка.

В *асинхронных двигателях* несимметрия напряжения вызывает дополнительный нагрев, а также противодействующий вращающий момент. Поскольку сопротивление обратной последовательности асинхронных двигателей в 5—7 раз меньше сопротивления прямой последовательности, то при наличии даже небольшой составляющей обратной последовательности возникает значительный ток. Этот ток накладывается на ток прямой последовательности и вызывает перегрев двигателя, в результате чего уменьшается его располагаемая мощность, быстро стареет изоляция и т.д. Так, срок службы полностью загруженного двигателя, работающего при коэффициенте несимметрии 4 %, сокращается в 2 раза.

При несимметрии напряжений сети в *синхронных машинах* наряду с возникновением дополнительных потерь активной мощности и нагревом статора и ротора могут возникнуть опасные вибрации, которые при недостаточной прочности и наличии дефектов сварных соединений могут оказаться опасными.

Несимметрия напряжения значительно влияет и на однофазные потребители. Если фазные напряжения неодинаковы, то, например, *лампы накаливания*, подключенные к фазе с более высоким напряжением, имеют больший световой поток, но значительно меньший срок службы по сравнению с лампами, подключенными к фазе с меньшим напряжением.

Несимметрия напряжения значительно ухудшает режимы работы *многофазных вентильных выпрямителей*. В результате различия напряжения по фазам существенно увеличивается пульсация выпрямленного напряжения. Значительное отрицательное влияние несимметрия напряжения может оказать на систему импульсно-фазового управления тиристорных преобразователей.

Конденсаторные установки при несимметрии напряжений неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, что делает невозможным полное использование установленной мощности. Кроме того, конденсаторные установки в этом случае усиливают уже существующую несимметрию, так как выдача реактивной мощности в сеть в фазе с наименьшим напряжением будет меньше, чем в остальных фазах (пропорционально квадрату напряжения).

Несимметрия усложняет работу *релейной защиты*, ведет к ошибкам при работе *счетчиков электроэнергии* и т.д.

При появлении в трехфазной сети напряжения нулевой последовательности ухудшаются режимы напряжений для однофазных приемников. Токи нулевой последовательности постоянно протекают через заземлители и значительно высушивают грунт, увеличивая сопротивление заземляющих устройств.

Область допустимых несимметричных режимов может быть оценена по максимально допустимой однофазной нагрузке, при которой показатели несимметрии не выходят за пределы нормы в нормальном режиме. При преобладающей неподвижной нагрузке максимально допустимая однофазная нагрузка составляет 10 % номинальной мощности питающего трансформатора. При преобладании электродвигательной нагрузки максимально допустимая однофазная нагрузка составляет 20 % номинальной мощности питающего трансформатора.

Из технических средств уменьшения несимметрии напряжения следует выделить использование симметрирующих устройств. Теоретически при любой несимметричной нагрузке можно создать симметрирующие устройства на базе емкостных и индуктивных элементов, которые полностью компенсируют напряжения обратной и нулевой последовательности на нагрузке. Однако реальная несимметрия напряжения не стационарна, а регулируется

мые симметрирующие устройства сложны, дороги, и их применение порождает новые проблемы (в частности, несинусоидальность напряжения).

Влияние отклонения частоты

Различают электромагнитное и технологическое влияние отклонения частоты на работу электроприемников. Электромагнитная составляющая обуславливается увеличением потерь активной мощности и ростом потребления активной и реактивной мощностей. Можно считать, что снижение частоты на 1 % увеличивает потери в сетях на 2 %.

Технологическая составляющая вызвана в основном недовыпуском промышленными предприятиями продукции. Согласно экспертным оценкам, значение технологического ущерба на порядок выше электромагнитного.

Анализ работы предприятий с непрерывным технологическим процессом показал, что большинство технологических линий оборудовано механизмами с постоянным и вентиляторным моментами сопротивления, а их приводами служат асинхронные двигатели. Частота вращения двигателей пропорциональна изменению частоты сети, а производительность технологических линий зависит от частоты вращения двигателя. При значительном повышении частоты в энергосистеме, что может быть, например, в случае уменьшения (сброса) нагрузки, возможно повреждение оборудования.

Кроме того, пониженная частота в электрической сети влияет на срок службы оборудования, содержащего элементы со сталью (электродвигатели, трансформаторы), за счет увеличения тока намагничивания в таких аппаратах и дополнительного нагрева стальных элементов.

Влияние изменения нагрузки потребителей при изменении частоты можно проанализировать с помощью статических характеристик обобщенного узла нагрузки от частоты, приведенных на рис. 12.11.

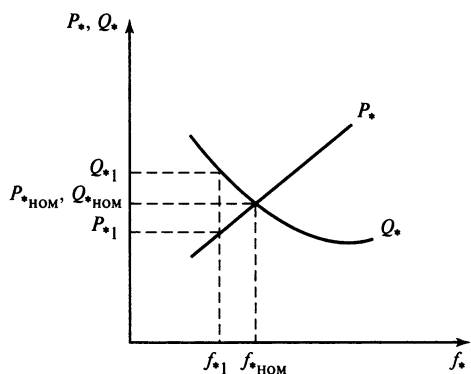


Рис. 12.11. Статические характеристики по частоте обобщенного узла нагрузки

Как видно из рис. 12.11, снижение частоты до значения f_{*1} приводит к увеличению потребляемой нагрузкой реактивной мощности Q_* до значения Q_{*1} , что влечет за собой понижение напряжения в узле присоединения нагрузки. При этом потребляемая активная мощность снижается до P_{*1} . Обычно увеличение потребляемой реактивной мощности выше, чем снижение активной мощности, что приводит к увеличению перетоков полной мощности по элементам сети и, следовательно, к увеличению потерь мощности и энергии в сети.

Влияние провалов и импульсов напряжения

Как уже упоминалось выше, провалы напряжения неизбежны, так как неизбежны короткие замыкания в сети, вызывающие эти провалы. Провалы напряжения не нормируются, однако знать статистику по частоте, глубине и длительности провалов напряжения в системе электроснабжения необходимо для аргументированного использования агрегатов бесперебойного питания в целях электроснабжения особенно чувствительных к провалам напряжения потребителей: электронных и микропроцессорных элементов систем управления и защиты, компьютеров, серверов и т.п.

Перечисленные устройства чувствительны и к импульсным напряжениям

и перенапряжениям, основным способом защиты от которых являются ограничители перенапряжений (ОПН) на основе металлооксидных соединений [12.7].

12.5. МЕРОПРИЯТИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Для поддержания отклонений и колебаний напряжения в пределах значений, соответствующих нормам ГОСТ 13109—97, необходимо регулирование напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках системы электроснабжения с помощью специальных технических средств, который осуществляется автоматически по заранее заданному закону.

Закон регулирования напряжения в центрах питания (ЦП) определяет энергоснабжающая организация, по возможности учитывая интересы большинства потребителей, присоединенных к данному ЦП. Для обеспечения требуемого режима напряжений на зажимах приемников электроэнергии используют следующие способы регулирования напряжения: на шинах электростанций и подстанций (ЦП), на отходящих линиях, совместное и дополнительное.

При регулировании на шинах ЦП обеспечивают так называемое встречное регулирование напряжения. Под встречным регулированием напряжения понимают повышение напряжения до 5—8 % номинального в режиме наибольших нагрузок и понижение напряжения до номинального

(или ниже) в режиме наименьших нагрузок при линейном изменении в зависимости от нагрузки.

Регулирование производят с помощью изменения коэффициента трансформации питающего трансформатора. Для этого трансформаторы оснащают средствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Трансформаторы с РПН позволяют регулировать напряжение в диапазоне от ± 10 до ± 16 % с дискретностью 1,25—2,5 %. Силовые трансформаторы 6—20/0,4 кВ оснащают устройствами регулирования ПБВ (переключение без возбуждения) с диапазоном ± 5 % и шагом регулирования $\pm 2,5$ % (табл. 12.10).

Правильный выбор коэффициента трансформации трансформатора с ПБВ (например, при сезонном регулировании) обеспечивает по возможности наилучший режим напряжений при изменении нагрузки [12.2].

Целесообразность применения того или иного способа регулирования напряжения определяется местными условиями в зависимости от протяженности сети и ее схемы, резерва реактивной мощности и т.п.

Показатель отклонения напряжения δU_y (см. § 12.3) зависит от потерь напряжения в сети, определяющихся формулой (12.20), которая отражает зависимость потерь напряжения от сопротивления сети и нагрузки.

Практически изменение сопротивлений сети связывают с изменением напряжений в ней при выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом отклонений напряжения у

Таблица 12.10. Добавки напряжения трансформаторов 6—20/0,4 кВ с ПБВ

Регулировочное ответвление обмотки первичного напряжения		Добавка напряжения трансформатора, %		Ширина зоны регулировочного ответвления, %
Порядковый номер	%	Точно	Округленно	
1	+5	0,25	0	2,45
2	+2,5	2,7	2,5	2,56
3	0	5,26	5	2,7
4	−2,5	7,96	7,5	2,84
5	−5	10,8	10	2,84

приемников электроэнергии (по допустимой потере напряжения), а также при применении последовательного включения конденсаторов в воздушных линиях (установки продольной компенсации — УПК).

Последовательно включенные конденсаторы компенсируют часть индуктивного сопротивления линии, тем самым уменьшается реактивная слагающая ΔU_p в линии и создается как бы некоторая добавка напряжения в сети, зависящая от нагрузки.

Последовательное включение конденсаторов целесообразно лишь при значительной реактивной мощности нагрузки ($\operatorname{tg} \varphi \geq 0,75 \div 1,0$). Если коэффициент реактивной мощности близок к нулю, потери напряжения в линии определяются в основном активным сопротивлением и активной мощностью. В этих случаях компенсация индуктивного сопротивления нецелесообразна.

Применение УПК очень эффективно при резких колебаниях нагрузки, так как регулирующий эффект конденсаторов (значение добавки напряжения) пропорционален току нагрузки и автоматически изменяется практически без инерции. Поэтому последовательное включение конденсаторов следует применять в воздушных линиях напряжением 35 кВ и ниже, питающих резкопеременные нагрузки с относительно низким коэффициентом мощности. Их используют также в промышленных сетях с резкопеременными нагрузками.

К уменьшению потерь напряжения, а следовательно, к увеличению напряжения в конце линии помимо выше рассмотренных мер по уменьшению сопротивления сети приводят меры по изменению нагрузок сети, особенно реактивных. Это возможно осуществить, применяя установки поперечной компенсации (включение батарей конденсаторов параллельно нагрузке) и быстродействующие источники реактивной мощности (ИРМ), отрабатывающие реальный график изменения реактивной мощности (см. разд. 16).

Для улучшения режима напряжения сети, снижения отклонений и колебаний напряжения возможно использование мощных синхронных двигателей с автоматическим регулированием возбуждения.

Как было указано в § 12.3, согласно (12.21)—(12.23) для улучшения таких показателей качества электроэнергии, как δU_p , K_U , K_{2U} , целесообразно подключение искажающих КЭ электроприемников в точках системы с наибольшими значениями мощности КЗ. А применение средств ограничения токов КЗ в сетях, содержащих специфические нагрузки, следует производить только в пределах, необходимых для обеспечения надежной работы коммутационных аппаратов и электрооборудования.

В § 12.4 перечислены основные способы уменьшения влияния несинусоидальности напряжения. Среди технических средств применяют:

фильтровые устройства: включение параллельно нагрузке узкополосных резонансных фильтров, фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), фильтросимметрирующих устройств (ФСУ), ИРМ, содержащих ФКУ;

специальное оборудование, характеризующееся пониженным уровнем генерации высших гармоник, «ненасыщающиеся» трансформаторы, многофазные преобразователи с улучшенными энергетическими показателями.

На рис. 12.12, а показана схема поперечного (параллельного) пассивного фильтра высших гармоник. Звено фильтра представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенных на частоту определенной гармоники. Сопротивление звена фильтра токам высших гармоник

$$X_{\phi n} = X_L n - X_C / n, \quad (12.40)$$

где X_L , X_C — сопротивления соответственно реактора и батареи конденсаторов току промышленной частоты; n — номер гармонической составляющей.

С увеличением частоты индуктивное сопротивление реактора увеличивается про-

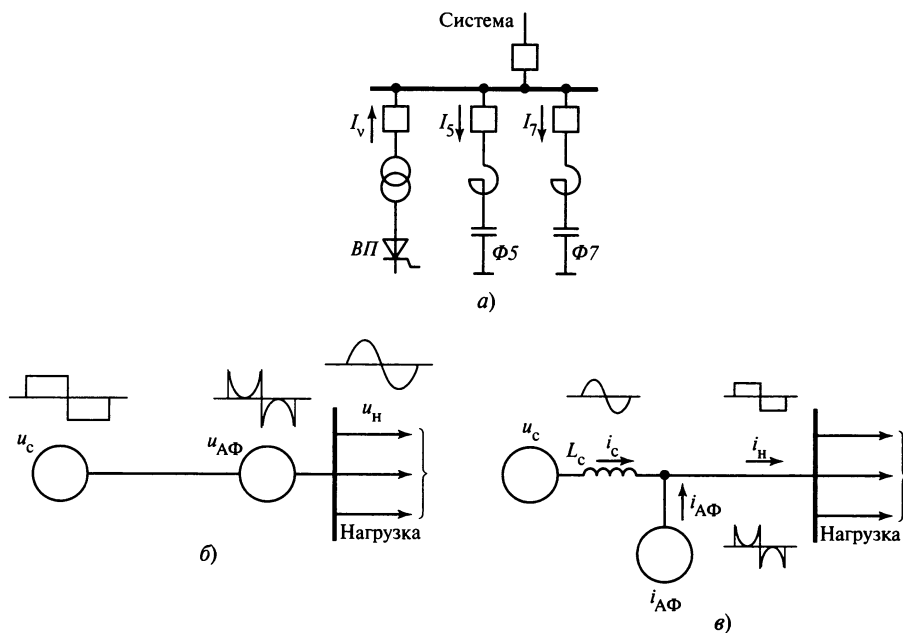


Рис. 12.12. Принципиальные схемы фильтров высших гармоник:

a — пассивного; *б* — активного фильтра (АФ) как источника напряжения; *в* — АФ как источника тока; ВП — вентильный преобразователь; $\Phi 5$, $\Phi 7$ — соответственно звенья фильтра на 5-ю и 7-ю гармоники; u_c — напряжение сети; u_{AF} — напряжение АФ; u_n — напряжение на нагрузке; i_c — ток сети; i_{AF} — ток, генерируемый АФ; i_n — ток нагрузки

порционально, а батареи конденсаторов — уменьшается обратно пропорционально номеру гармоники. На частоте одной из гармоник индуктивное сопротивление реактора становится равным емкостному сопротивлению батареи конденсаторов, и в цепи звена фильтра возникает резонанс напряжений. При этом сопротивление звена фильтра $X_{\phi n}$ току резонансной частоты равно нулю и оно шунтирует электрическую систему на этой частоте. Номер гармоники n_p резонансной частоты вычисляют по формуле

$$n_p = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}. \quad (12.41)$$

Идеальный фильтр полностью отфильтровывает токи гармоник, на частоты которых настроены его звенья. Однако практически наличие активных сопротивлений реакторов и батарей конденсаторов и

неточная настройка звеньев фильтра приводят к неполной фильтрации гармоник. Параллельный фильтр представляет собой ряд звеньев, каждое из которых настроено на резонанс для частоты определенной гармоники. Количество звеньев в фильтре может быть любым. На практике обычно применяют фильтры, состоящие из двух или четырех звеньев, настроенных на частоты 5, 7, 11, 13, 23 и 25-й гармоник. Поперечные фильтры присоединяют как в местах возникновения высших гармоник, так и в пунктах их усиления. Поперечный фильтр является одновременно и источником реактивной мощности, и средством компенсации реактивных нагрузок. Параметры фильтров подбирают таким образом, чтобы звенья были настроены в резонанс на частоты фильтруемых гармоник, а их емкости позволяли генерировать необходимую реактивную мощность на промышленной частоте. В ряде случаев для

компенсации реактивной мощности параллельно фильтру включают батарею конденсаторов. Такое устройство называют фильтрокомпенсирующим (ФКУ). Фильтрокомпенсирующие устройства выполняют и функцию фильтрации гармоник, и функцию компенсации реактивной мощности. Более подробные сведения о расчете и выборе резонансных фильтров и ФКУ изложены в разд. 16 и [12.8].

В настоящее время помимо пассивных узкополосных фильтров применяют и активные фильтры (АФ). Активный фильтр — преобразователь переменного-постоянного тока с емкостным или индуктивным накопителем электрической энергии на стороне постоянного тока, формирующий методом импульсной модуляции определенное значение напряжения или тока. В его составе интегрированные силовые ключи, соединенные по типовым схемам. Подключение АФ в сеть в качестве источника напряжения показано на рис. 12.12, б, в качестве источника тока — на рис. 12.12, в.

Снижение систематической несимметрии в сетях низкого напряжения осуществляется рациональным распределением однофазных нагрузок между фазами с таким расчетом, чтобы сопротивления этих нагрузок были примерно равны между собой. Если несимметрию напряжения не удается уменьшить с помощью схемных решений, то применяют специальные устройства: несимметричное включение конденсаторных батарей (рис. 12.13) или схемы симметрирования (рис. 12.14) однофазных нагрузок. Если несимметрия меняется по вероятностному закону, то для ее снижения применяют автоматические симметрирующие устройства, схема одного из которых представлена на рис. 12.15. Регулируемые симметричные устройства дороги и сложны, их применение порождает новые проблемы (в частности, несинусоидальность напряжения). Поэтому положительного опыта использования симметрирующих устройств в России нет.

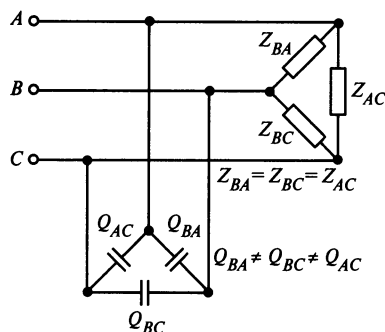


Рис. 12.13. Симметрирующее устройство с конденсаторной батареей

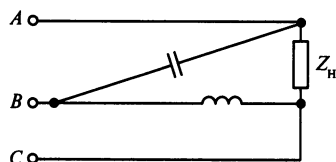


Рис. 12.14. Специальная схема симметрирующего устройства

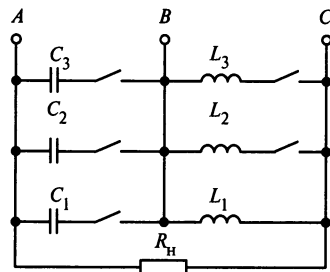


Рис. 12.15. Типовая схема симметрирующего устройства

Как упоминалось в § 12.4, для защиты от перенапряжений применяются ограничители перенапряжений. От кратковременного снижения и провалов напряжений могут использоваться динамические компенсаторы искажений напряжения (ДКИН), которые решают многие проблемы качества электроэнергии, включая провалы (в том числе и импульсные) и перенапряжения питающего напряжения.

Основные преимущества ДКИН:

нет батарей и всех проблем, связанных с ними;

время реакции на кратковременные нарушения электроснабжения 2 мс;

эффективность работы устройства ДКИН более 99 % при 50 %-ной нагрузке и более 98,8 % при 100 %-ной нагрузке;

низкая потребляемая мощность и малые эксплуатационные затраты;

компенсация гармонических составляющих, фликеров;

синусоидальная форма выходного напряжения;

защита от всех видов КЗ;

высокая надежность.

Более подробная информация о ДКИН приведена в разд. 13.

В § 12.4 отмечалось, что снижение уровня негативного влияния на сеть от приемников электроэнергии специфических нагрузок (ударных, с нелинейными вольт-амперными характеристиками, несимметричных) достигается нормированием их и разделением питания специфических и «спокойных» нагрузок.

Помимо выделения отдельного ввода для специфических нагрузок возможны и другие решения рационального построения схем электроснабжения:

четырёхсекционная схема главной понижающей подстанции на напряжении 6—10 кВ с трансформаторами с расщепленными вторичными обмотками и со сдвоенными реакторами для раздельного питания «спокойной» и специфической нагрузки;

перевод трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) на параллельную работу включением секционного выключателя напряжением 6—10 кВ, когда это допустимо по токам КЗ; это мероприятие можно применять и временно, например в периоды пуска крупных двигателей;

осуществление в цеховых сетях питания осветительной нагрузки отдельно от силовой резкопеременной (например, от сварочных агрегатов).

12.6. ИЗМЕРЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Измерение ПКЭ, периодичность и продолжительность измерений и оценка их соответствия установленным нормам стандарта проводятся согласно разд. 6, Приложениям Б, Е и табл. 3 ГОСТ 13109—97 (см. § 12.2).

Некоторые сведения об измерительных средствах КЭ приводятся в табл. 12.11 (см. с. 309, 310) [12.12].

12.7. СРАВНЕНИЕ НОРМ ГОСТ 13109—97 С ТРЕБОВАНИЯМИ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ

Анализ стандартов Международной электротехнической комиссии (МЭК) и Европейского комитета по стандартизации в области электротехники (СЭНЭЛЕК) показывает, что определяющими в части ЭМС в электрических сетях и особенно на промышленных предприятиях в странах Евросоюза и других государств Запада являются:

стандарт EN 50160—2000 «Характеристики напряжения электричества, поставляемого системами распределения общего назначения»;

стандарт МЭК 61000-2-4 (2002) «Электромагнитная совместимость (ЭМС) — Часть 2—4: Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий».

Стандарт EN 50160 устанавливает требования к ЭМС в сетях низкого напряжения до 1 кВ и среднего напряжения до 35 кВ общего назначения, а стандарт МЭК 61000-2-4 — в сетях промышленных предприятий. В последнем стандарте электроприемники (ЭП) промышленных предприятий разделены по уровню ЭМС на три

Таблица 12.11. Характеристики средств измерений КЭ, внесенных в Госреестр

Показатель	Ресурс-UF2, Ресурс-UF2M	Мемовох 300 (Австрия)	ЭРИСКЭ.01, ЭРИС КЭ.02 (Австрия)	Парма РК3.01, РК6.05	ИВК ОМСК	ППКЭ-1-50	Энергомо- нитор 3.3	Прорыв-КЭ	TOPAS 1000 (Австрия)	ANALIST 2060 (Австрия)
Установившееся отклонение напряжения δU_y , %	От -20 до +20	+	От -20 до +20	От -30 до +30	+	От -30 до +30	От -100 до +40	От -20 до +20	+	+
Частота f , Гц	45—55	+	45—55	45—55	+	49—51	45—75	45—55	+	45—65
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	0—20	+	0—25	0—30	+	0 ÷ -15	0—50	—	+	+
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	0—20	+	0—25	0—30	+	0—15	0—50	—	+	+
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения K_{Lp} , %	0,1—30	+	0—15	0—30	+	0—25	0—49,9	—	+	+
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$, %, для гармоник от 2-й до 40-й	0,05—30 для $n = 2 \div 10$; 0,05—20 для $n = 0 \div 20$; 0,05—10 для $n = 0 \div 30$; 0,05—5 для $n = 30 \div 40$	+	0—15 для $n \leq 25$; 0—10 для $n > 25$	0,05—30 для $n = 2 \div 40$	+	0—20	0—49,9	—	+	+
Кратковременная доза фликера P_{sp} отн. ед.	0,25—10	0,4—4	0—3	—	—	—	—	—	+	—
Длительная доза фликера P_{Lp} отн. ед.	0,25—10	+	—	—	—	—	—	—	+	—

Показатель	Ресурс-UF2, Ресурс-UF2M	Мемовох 300 (Австрия)	ЭРИСКЭ.01, ЭРИС КЭ.02	Парма РК3.01, РК6.05	ИВК ОМСК	ППКЭ-1-50	Энергосто- мотор 3.3	Прорыв-КЭ	ТОРАS 1000 (Австрия)	ANALIST 2060 (Австрия)
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	1,1—1,4	(105 ÷ ÷ 120) % $U_{\text{ном}}$	1—2	—	—	1,1—1,4	—	—	+	—
Рабочие температурные условия, °С	От -20 до +55	От -20 до +55	От -30 до +40	От -20 до +55	От +15 до +35	От -20 до +40	От -20 до +55	Нет данных	От 0 до +40	От 0 до +50
Работа в автоматизирован- ных системах	+	+	+	Нет данных	-	+	Нет данных	—	Нет данных	—
Габариты, мм	280×245×125	170×125×55	280×300×170	95×235×216	450×440×130	250×200×65	200×240×80	Нет данных	300×325×65	300×98×52
Масса, кг	4	1,1	4	1,2	25	2	2	Нет данных	4	1

Примечания:

1. Более полная информация по перечню измеряемых параметров, диапазонам измерений показателей качества электроэнергии представлена в руководстве к применению конкретного типа прибора.
2. Знак «+» подтверждает возможность прибора по замеру показателя, подробные сведения — в руководстве к применению данного типа прибора.
3. Знак «—» информирует об отсутствии возможностей прибора по замеру ПКЭ.

класса в зависимости от видов применяемого электрооборудования.

Класс 1. ЭП очень чувствительные к электромагнитным помехам (ЭВМ, вычислительные центры, системы автоматики и защиты, аппаратура контроля и поверки измерительных приборов технологических лабораторий и т.п.).

Класс 2. ЭП, не создающие электромагнитных помех или с низким их уровнем (общепромышленные, освещение, металлообрабатывающие станки и т.д.).

Класс 3. Различные преобразователи тока и частоты, электросварочные установки, резкопеременная нагрузка, ЭП с часто запускаемыми крупными электродвигателями.

Такие нагрузки, как электродуговые печи и крупные преобразователи, следует выделить в особый класс, уровни ЭМС для которого должны согласовываться с питающими энергокомпаниями.

Подобное разделение на классы позволяет уже на стадии формирования систем электроснабжения учитывать помеховосприимчивость ЭП и обеспечить их ЭМС путем принятия оптимальных схемных решений, что менее затратно, чем применение специальных устройств [12.9—12.11, 12.14—12.18].

В табл. 12.12 сопоставлены нормы на ЭМС ГОСТ 13109—97 и стандартов EN 50160 и МЭК 1000-2-4.

Таблица 12.12. Сравнение норм ГОСТ 13109—97 с требованиями международных стандартов

Документ	Показатели качества электрической энергии. Нормы и требования
<i>Отклонение частоты</i>	
ГОСТ 13109—97	Нормально допустимые значения — $\pm 0,2$ Гц, предельно допустимые — $\pm 0,4$ Гц
EN 50160	Для сетей низкого и среднего напряжения — ± 1 % ($\pm 0,5$ Гц) в течение 95 % времени в неделю и $4-6$ % ($+2 \div -3$ Гц) в течение 5 % времени в неделю
МЭК 61000-2-4:	
класс 1	± 1 % ($\pm 0,5$ Гц) в течение 95 % времени в неделю
класс 2	± 1 % ($\pm 0,5$ Гц) в течение 95 % времени в неделю
класс 3	± 2 % (± 1 Гц) в течение 95 % времени в неделю
<i>Отклонение напряжения</i>	
ГОСТ 13109—97	Нормально допустимые значения на зажимах ЭП — ± 5 % номинального напряжения, предельно допустимые — ± 10 %
EN 50160	Для сетей низкого и среднего напряжения — ± 10 % номинального в течение 95 % времени в неделю
МЭК 61000-2-4:	
класс 1	Для сетей низкого напряжения — ± 5 %
класс 2	Для сетей низкого и среднего напряжения — ± 10 %
класс 3	Для сетей низкого и среднего напряжения — $+10 \div -15$ % (если отклонения напряжения длятся более 60 с, то их значение не должно превышать ± 10 %)
<i>Быстрые изменения напряжения</i>	
ГОСТ 13109—97	Размах изменения напряжения (см. рис. 12.2, кривые 1 и 2). Нормируется допустимое значение в точках общего присоединения к электрическим сетям Доза фликера: кратковременная — 1,38 и 1,0 (при лампах накаливания и высоких требованиях к освещенности); длительная — 1,0 и 0,74 (нормируется в точках общего присоединения) Провал напряжения. Нормируется его длительность — до 30 с

Окончание табл. 12.12

Документ	Показатели качества электрической энергии. Нормы и требования
EN 50160	Размах изменения напряжения (кривая 2) Доза фликера: длительная — < 1,0 в течение 95 % времени в неделю Провал напряжения. Стандартные значения не определены
МЭК 61000-2-4:	Изменения напряжения по отношению к $U_{\text{ном}}$ ($\Delta U / U_{\text{ном}}$):
класс 1	$\pm 8 \%$
класс 2	$\pm 10 \%$
класс 3	От +10 % до –15 %
класс 2	Доза фликера длительная: $\leq 1,0$
класс 1	Провал напряжения. Длительность — до 10 мс при глубине до 100 %
классы 2 и 3	Провал напряжения. Длительность — от 10 мс до 3 с при глубине до 100 %
<i>Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения</i>	
ГОСТ 13109—97	Для сетей 0,38 кВ: нормально допустимое значение — 8 %, предельное — 12 %; для сетей 6—20 кВ: нормально допустимое — 5 %, предельное — 8 %; для сетей 35 кВ: нормально допустимое — 4 %, предельное — 6 %; для сетей 110—330 кВ: нормально допустимое — 2 %, предельное — 3 %
EN 50160	Для сетей низкого и среднего напряжения (0,38—35 кВ) — 8 % в течение 95 % времени в неделю
МЭК 61000-2-4:	
класс 1	Для сетей низкого напряжения — 5 % в течение 95 % в неделю
класс 2	Для сетей 0,38—35 кВ — 8 % в течение 95 % в неделю
класс 3	Для сетей 0,38—35 кВ — 10 % в течение 95 % в неделю
<i>Кратковременные перерывы питания</i>	
ГОСТ 13109—97	Не нормируются
EN 50160	Не нормируются
МЭК 61000-2-4:	
класс 1	Не допускаются
класс 2	Не нормируются
класс 3	Допускаются до 60 с
<i>Коэффициент несимметрии напряжения</i>	
ГОСТ 13109—97	По обратной последовательности: нормально допустимое значение — 2 %, предельное — 4 % По нулевой последовательности: нормально допустимое — 2 %, предельное — 4 %
EN 50160	Нормируется только коэффициент несимметрии по обратной последовательности — 2 % в течение 95 % времени в неделю
МЭК 61000-2-4:	Нормируется только коэффициент несимметрии по обратной последовательности:
класс 1	2 % в течение 95 % времени в неделю
класс 2	2 % в течение 95 % времени в неделю
класс 3	3 % в течение 95 % времени в неделю

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 12

- 12.1. **ГОСТ 13109—97.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 1998.
- 12.2. **Справочник** по электроснабжению и электрооборудованию. Ч. 1 / под ред. А.А. Федорова. М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 12.3. **Сертификация** и качество электрической энергии / С.С. Бодрухина, С.И. Гамазин, В.Н. Никифорова, С.А. Цырук // *Электротехнология*. 2000. № 5.
- 12.4. **Кудрин Б.И.** Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
- 12.5. **Справочная книга** электрика / под ред. В.И. Григорьева. М.: Колос, 2004.
- 12.6. **Конюхова Е.А.** Электроснабжение объектов. М.: Мастерство, 2001.
- 12.7. **Ограничители** перенапряжения в электроустановках 6—750 кВ: Методическое и справочное пособие / М.А. Аронов и др.. М.: Знак, 2001.
- 12.8. **Добрусин Л.А.** Автоматизация расчета фильтрокомпенсирующих устройств для электрических сетей, питающих преобразователи // *Промышленная энергетика*. 2004. № 5. С. 34—39.
- 12.9. **Вагин Г.Я., Севостьянов А.А.** О необходимости приведения норм ГОСТ 13109—97 к требованиям международных стандартов // *Промышленная энергетика*. 2004. № 9. С. 45—49.
- 12.10. **Железко Ю.С.** Стандартизация параметров электромагнитной совместимости в международной и отечественной практике // *Электричество*. 1996. № 1.
- 12.11. **Шейко П.А., Железко Ю.С.** Комментарии к ГОСТ 13109—97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» и порядку сертификации электрической энергии // *Материалы семинара «Метрологическое обеспечение электрических измерений в электроэнергетике»*. М.: ВНИИЭ, 2001, апрель.
- 12.12. **Никифорова В.Н., Бодрухина С.С., Лушнова А.Н.** Законодательное, нормативное и метрологическое обеспечение сертификации электрической энергии // *Электрика*. 2002. № 5. С. 3—6.
- 12.13. **МЭК 61000-2-4 (2002).** Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 2—4: Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий. 2002.
- 12.14. **МЭК 61000-2-8 (2002).** Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 2—8: Электромагнитная обстановка. Провалы и прерывания напряжения в распределительных системах электроснабжения общего назначения и статистические результаты измерений. 2002.
- 12.15. **МЭК 61000-2-12 (2003).** Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 2—12: Электромагнитная обстановка. Уровни совместимости для низкочастотных кондуктивных помех и сигналов, передаваемых в распределительных системах электроснабжения общего назначения со средним уровнем напряжения (переменный ток, 1—35 кВ, 50—60 Гц). 2003.
- 12.16. **МЭК 61000-3-2 (2001).** Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3—2: Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока (оборудование с потребляемым током менее 16 А в одной фазе). 2001.
- 12.17. **МЭК 61000-3-4 (1998).** Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3—4: Нормы. Ограничение эмиссии гармонических составляющих тока в низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным потребляемым током более 16 А в одной фазе. 1998.
- 12.18. **МЭК 61000-3-11 (2000).** Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3—11: Нормы. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных распределительных системах электроснабжения общего назначения. Оборудование с номинальным потребляемым током менее 75 А. 2002.
- 12.19. **ГОСТ Р 51317.4.7 (2008).** Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. Дата введения в действие 01.01.2010.
- 12.20. **ГОСТ Р 51317.4.30 (2008).** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. Дата введения в действие 01.01.2010.

Раздел 13

ДИНАМИЧЕСКИЕ КОМПЕНСАТОРЫ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

13.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В настоящее время потребителей электроэнергии в первую очередь интересует, как скажется некачественная электроэнергия на технико-экономических показателях работы предприятия и системы электроснабжения. Физической основой для установления допустимых нормальных и предельных кратковременных значений основных показателей качества электрической энергии (КЭ) является интегральная реакция приемников электрической энергии и элементов систем электроснабжения на изменение частоты сети, а также на изменения амплитуды и формы кривой напряжения с учетом их характеристики и длительности. Результирующее воздействие КЭ на работу электрических потребителей и сетей подразделяется на две группы составляющих этого воздействия — электромагнитные и технологические [13.1, 13.4, 13.9, 13.11]. Результирующее воздействие может быть как отрицательным, так и положительным с учетом реальных режимов работы электроприемников и систем электроснабжения.

В последние годы проблема качества электроснабжения становится все более актуальной из-за увеличения числа приемников, чувствительных к кратковременным нарушениям электроснабжения, искажению формы кривой как питающего напряжения, так и тока [13.2, 13.4]. Если в индустриальной экономике качество электрической энергии измерялось прерываниями электрической энергии (типичное значение которого 2—3 в год), то в новой

цифровой экономике такие нарушения недопустимы для современного оборудования и чувствительных процессов [13.2].

Работа электродвигателей низкого напряжения приводов маслонасосов, вентиляторов и аналогичных механизмов, включенных в технологические защиты технических процессов, микропроцессорной техники, систем телекоммуникаций, автоматизированных систем управления (АСУ) производственным процессом, дорогостоящего медицинского оборудования, стандартных блоков цифровых технологий часто прерывается очень короткими по продолжительности провалами напряжения, которые происходят 20—30 раз в год и ведут к дорогостоящим экономическим ущербам, даже если они происходят за миллисекунды [13.2—13.4].

Во второй половине 90-х годов XX в. в США и Канаде были проведены общенациональные энергетические обследования большого числа промышленных предприятий, результаты которых имели важное значение для разработки новых концепций защиты промышленного электрооборудования от провалов напряжения с помощью динамических компенсаторов искажений напряжения (ДКИН). Стоимость ущерба от плохого качества электрической энергии в американской экономике оценивается более чем в 150 млрд долл. в год [13.2, 13.3].

Существующий рынок решений по улучшению качества электрической энергии базируется на старой системе норм проектирования по защите предприятий от 2—3 отключений электроэнергии в год, хотя в разных регионах в настоящее время их происходит от 10 до 40 [13.3].

Проблема, связанная с воздействием кратковременных нарушений электроснабжения (КНЭ) на работу потребителей электрической энергии, становится все более острой во всех странах по мере усложнения технологических процессов предприятий и использования средств автоматизации. «Сегодня уровень износа оборудования в электроэнергетике составляет 70—80 %» и «реформа электроэнергетики не дает возможности предприятиям чувствовать уверенность в завтрашнем дне» [13.6].

В последние десятилетия растет количество электрических нагрузок, ухудшающих качество электроэнергии в промышленных сетях и системах общего назначения. Внедренный ГОСТ 13109—97, руководящие документы по КЭ [13.11] не создали требуемый механизм решения задачи обеспечения надежности и качества электроснабжения потребителей, так как эти материалы сначала приводят к штрафным санкциям по отношению к производителям и даже к потребителям, в то время как организации, занятые распределением энергии, как правило, не несут никакой ответственности в отношении мощности короткого замыкания и полного сопротивления сети, от которых напрямую зависят уровни провалов напряжения.

Сейчас на рынке появились полностью управляемые вентили типа IGBT (биполярный транзистор с изолированным затвором), GTO (запираемый тиристор) и IGCT (запираемый тиристор с интегрированным блоком управления), которые сделали возможным производство преобразователей напряжения, способных повышать качество электроэнергии.

Проведенные в МЭИ (ТУ) и СПбГТИ [13.3, 13.5] исследования влияния КЭ показали, что при нарушении нормативных показателей качества электроэнергии (ПКЭ) срок службы силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ сокращается в 1,2—1,8 раза; асинхронных двигателей (АД) — в 1,5—2,5 раза; устройств продольной емкостной компенсации (УПЕК) — в 2—4 раза.

Основными причинами нарушения надежности электроснабжения потребителей являются короткие замыкания (КЗ) в схемах внешнего и внутреннего электроснабжения. Провалы напряжения у потребителей настолько же неизбежны, насколько неизбежны короткие замыкания в сетях, число которых растет по мере старения и изношенности электрооборудования, поэтому следует ожидать лишь увеличения частоты возникновения провалов напряжения [13.6]. Кроме того, из-за значительной протяженности воздушные линии электропередачи (ВЛ) подвержены всем видам атмосферных воздействий (ветра, гроз, гололеда), которые являются причинами различных видов возмущений сетевого напряжения (вплоть до полного прекращения подачи электроэнергии). Длительность и характер возмущений зависят от структуры энергосистемы и времени работы релейной защиты и автоматики (РЗА) [13.4, 13.7—13.11]. Статистика свидетельствует, что провалы напряжения глубиной более 50 % составляют лишь 10 % общего их числа; более 80 % провалов длятся десятки доли секунды [13.2].

Поскольку ГОСТ 13109—97 [13.11] не нормирует параметры провалов (величину, длительность, частоту появления), то электроснабжающие организации не несут даже формальной ответственности за их появление.

13.2. ФАКТОРЫ, ПРИЧИНЫ И СТАТИСТИКА КРАТКОВРЕМЕННЫХ НАРУШЕНИЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Вопросы взаимоотношений энергосистемы и потребителей, обусловленные нарушениями электроснабжения и последствиями таких нарушений, в новых экономических условиях очень актуальны [13.1].

Внешние факторы кратковременных нарушений электроснабжения:

- молнии;
- сильный ветер и снежные бури;
- сервисный отказ оборудования;
- птицы;

несчастные случаи;
автомобили, самолеты и поезда.

Причины ненамеченного времени простоя электрооборудования:

переключения в системе промышленного электроснабжения;
провалы напряжения;
перенапряжения;
импульсные напряжения;
мгновенные прерывания напряжения;
длительные по времени снижения напряжения.

Эксплуатационные причины ненамеченного времени простоя электрооборудования:

плохое заземление;
электромагнитные помехи;
гармонические воздействия;
взаимодействия нагрузки.

Факторы, негативно влияющие на надежность электроснабжения потребителей предприятия:

резкое снижение надежности системы внешнего электроснабжения объектов, вместо 2—3, которые закладывались в проектные решения, до 20—40 отключений в год;

реформирование электроэнергетической отрасли, отсутствие технических и экономических механизмов повышения качества электрической энергии, разграничения зоны ответственности за КЭ;

физический износ оборудования, отсталость технических решений по применению оборудования высокого напряжения и устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) энергосистем и главных понизительных подстанций (ГПП) предприятий;

недостаточное финансирование программ капитальных ремонтов, технического перевооружения и модернизации оборудования;

снижение уровня квалификации обслуживающего персонала энергосистем, предприятий и отсутствие преемственности поколений;

необходимость уточнения уставок РЗА ввиду существенного изменения загрузки трансформаторов ГПП и режимов работы предприятий.

Последствия перерывов электроснабжения:

брак продукции;
повреждение оборудования;
снижение производительности;
срыв поставок;
потеря клиентов;
травмы персонала;
загрязнение окружающей среды.

Стоимость проблем качества электроснабжения [13.2] составила более 3 млн долл., когда летом 1999 г., в Силиконовой Долине кратковременно (на несколько миллисекунд) нарушилось электроснабжение (New York Times, January, 2000).

Для автоматизированных предприятий ненамеченное время простоя — основная причина потери в эффективности технологических операций и производительности, а кратковременные нарушения электроснабжения — главный вкладчик. Так, для сборочного автомобильного производства 2 %-ное увеличение производительности всех заводов устранило бы потребность в двух новых заводах (сбережения в размере 4 млрд долл.).

Статистика нарушений электроснабжения ООО «Тобольскнефтехим»

Анализ аварийных нарушений электроснабжения предприятия ООО «Тобольскнефтехим», приведших к остановам основных производств и связанных с возмущениями, возникающими в энергосистемах Единой национальной энергетической системы (ЕНЭС), свидетельствует о резком снижении показателей надежности энергосистем сетевых предприятий. На основании этого анализа можно сделать следующие выводы:

на ВЛ 110 (220) кВ имеют место частые кратковременные нарушения электроснабжения, что свидетельствует об изношенности основного оборудования и релейной защиты линий электропередачи (ЛЭП) и об

отсутствии независимых источников электроснабжения для предприятий;

сильное воздействие на технологический процесс оказывает КНЭ на шинах 0,4 кВ, что требует внедрения ДКИН для обеспечения непрерывности технологического процесса и снижения ущерба от недовыпуска продукции;

частые кратковременные нарушения электроснабжения на отдельных ВЛ приводят к провалам напряжения длительностью 0,16—0,25 с, которые в условиях существующего автоматического ввода резерва (АВР) не позволяют оперативно переключиться на соседнюю секцию, что вызывает более глубокое снижение напряжения и останов основных агрегатов напряжением ниже 1 кВ. Внедрение быстродействующих АВР (БАВР) на секционном выключателе со временем перерыва $\Delta t_{\text{пер}} \leq 0,12$ с улучшит ситуацию с КНЭ;

внедрение динамических компенсаторов искажений напряжения позволит не только исключить влияние провалов напряжения на работу всей электродвигательной нагрузки, но и компенсировать все виды обратной связи от любого потребителя, т.е. осуществлять компенсацию реактивной мощности, устранять все виды искажений в трехфазной сети, обеспечивать направленную компенсацию гармоник и устранять резонансы.

Очевидно, что основное влияние на работу электроприемников на предприятиях оказывают именно кратковременные, сравнительно неглубокие провалы напряжения. При кратковременных нарушениях электроснабжения в энергосистеме имеют место: а) отключения магнитных пускателей и контакторов на напряжение 0,38 кВ, через которые запитаны основные потребители напряжением до 1 кВ, влияющие на работу электродвигателей (ЭД) напряжением 6 (10) кВ; б) срабатывание технологических защит; в) частые сбои в программном обеспечении.

Экспериментальные исследования и мониторинг провалов напряжения в системе электроснабжения Оскольского электрометаллургического комбината (ОЭМК)

При проведении экспериментальных исследований провалов напряжения на шинах подстанций системы промышленного электроснабжения ОЭМК, питающих чувствительную к посадкам напряжения преобразовательную технику, системы микропроцессорного управления и электродвигательную нагрузку, использован анализатор качества электрической энергии типа Ресурс UF-2М 3Т-52-5-100-1000. За время выполнения исследований отмечено свыше 40 автоматических запусков регистратора аварийных событий, результаты которых обработаны и приведены ниже, зафиксированы провалы напряжений в узлах СПЭ ОАО ОЭМК.

Статистические данные экспериментов показывают, что провалы напряжения являются следствием как аварийных режимов (во внешних и внутренних сетях предприятия), так и нормальных режимов пуска электрооборудования (двигателей высокого напряжения прочей мощной нагрузки). Из 21 случая провалов напряжения за период со 2 мая по 31 июля 2007 г.:

в двух случаях длительность провала составляла 0,13 с, а глубина превышала 19,1 %;

в одном случае длительность провала 0,12 с, а глубина 10,5 %;

в одном случае длительность провала 0,11 с, а глубина 15,3 %;

в шести случаях длительность провала 0,10 с, а глубина от 15,7 до 28,1 %;

в пяти случаях длительность провала 0,08—0,09 с, а глубина от 11,2 до 27,6 %;

в оставшихся случаях аварийных режимов глубина провалов напряжения 10,1—11,0 %, а длительность 40—70 мс.

Статистика провалов напряжения свидетельствует, что было:

20 (45,45 %) однофазных провалов напряжения глубиной 9,4—100 % и длительностью 48—146 мс;

8 (18,2 %) двухфазных провалов напряжения глубиной 8,4—29,50 % и длительностью 72—184 мс;

16 (36,35 %) трехфазных провалов напряжения глубиной 13,3—77,6 % и длительностью 78—203 мс.

Из результатов исследований провалов напряжения следует, что:

глубина и длительность провала напряжения по фазам различна для одного и того же аварийного режима;

при пуске синхронного двигателя (СД) напряжением 6 (10) кВ на распределительном пункте (РП) наблюдаются провалы напряжения глубиной до 11,9 % и длительностью до 3,8 с;

при пуске ЭД напряжением 6 (10) кВ на РП наблюдаются провалы напряжения глубиной до 10,7 % и длительностью до 3,5 с;

при пуске электродвигателей, запитанных от ПС, наблюдаются провалы напряжения глубиной до 12,3 % и длительностью до 5,1 с.

Анализ осциллограмм показал, что параметры провалов напряжения практически одинаковы по всем четырем вводам и отражаются далее на всех потребителях, присоединенных к главной понизительной подстанции (ГПП).

13.3. КЛАССИФИКАЦИЯ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТЫ ОТ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Рассмотрим различные системы, защищающие промышленное производство от провалов напряжения [маховик, статический источник бесперебойного питания (ИБП), динамический компенсатор искажений напряжения, статический компенсатор (СТАТКОМ), параллельно соединенный СД, повышающий преобразователь, активный фильтр и бестрансформаторный последовательный усилитель].

Провалы напряжения являются одним из наиболее дорогостоящих явлений в промышленности. Самый легкий способ защитить чувствительные процессы от всех провалов — это установка ИБП. Однако из-за большой стоимости их закупки и обслуживания ИБП устанавливают только на основных структурных объектах, в местах, где повреждения, вызванные проблемами с электропитанием, могут причинить значительные повреждения, например в больницах, при производстве компьютеров, в финансовых учреждениях [13.2].

При решении вопроса об установке защитного оборудования должен быть проведен технико-экономический расчет, показывающий обоснованность установки ИБП для того или иного производственного процесса. Проблема защиты электродвигателей с различными скоростями в промышленном производстве от провалов напряжения на данный момент решена. Из-за широкого разнообразия торговых марок таких систем найти оптимальное технико-экономическое решение этой проблемы не очень просто.

Типы корректирующего оборудования

Маховик вместе с двигатель-генератором (Д-Г) может защитить критические процессы нарушения производства от всех падений напряжения в энергосистеме С. Когда происходят падения напряжения, то снижение напряжения у нагрузки замедляется маховиком. Различные схемы соединения маховика с двигатель-генератором похожи на ту, которая изображена на рис. 13.1.

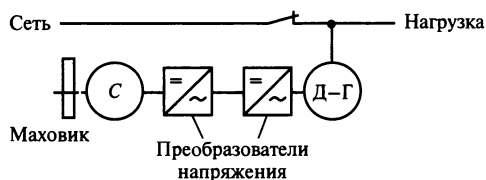


Рис. 13.1. Схема использования маховика для компенсации провалов напряжения

Основные компоненты независимого статического ИБП представлены на рис. 13.2, батареи (конденсаторы) которого запасают энергию только на защиту от провалов напряжения на короткое время. Если произошел провал напряжения, нагрузка питается от батареи через преобразователь тока.

Динамический компенсатор искажений напряжения в течение провала напряжения остается подсоединенным к электрической сети 1 через трансформатор 2 и определяет отсутствующую часть напряжения (рис. 13.3). Он добавляет эту отсутствующую часть напряжения через первичную 4 и вторичную 3 обмотки автотрансформатора, соединенного последовательно с нагрузкой 7. В зависимости от назначения энергия для питания нагрузки 7 через преобразователь напряжения 5 в течение провала напряжения может забираться из сети или от дополнительного источника энергии (в основном от конденсаторов 6).

Рассмотрим две модификации различных производителей. Первая (далее ДКИН-1) не содержит источников энергии и постоянно подключена. Этот вариант экономически целесообразен для повышения напряжения до 50 %. Модификация со способно-

стью к подъему напряжения на 30 % будет рассмотрена в § 13.5. Считается, что начиная с этой модификации устройства ДКИН (30 %) целесообразно их применение в производстве.

Вторая модификация (ДКИН-2) содержит источник энергии, рассчитанный на большую нагрузку. Двухмегаваттное устройство способно поднять напряжение нагрузки мощностью 4 МВт на 50 % или мощностью 8 МВт на 23 %. В отличие от большинства других устройств, мощность источника энергии способна выдерживать длительные провалы.

Статический компенсатор (СТАТКОМ) [13.4] — это устройство компенсации провалов напряжения, подсоединенное параллельно нагрузке (рис. 13.4). Устройство СТАТКОМ может снижать провалы напряжения путем изменения реактивной нагрузки в узле подключения.

Способность снижать провалы может быть расширена путем добавления дополнительного источника энергии, такого как сверхпроводящий магнитный источник энергии [13.6]. Хотя компенсаторы СТАТКОМ (рис. 13.4) способны поглощать и возвращать реактивную мощность $Q_{\text{СТАТКОМ}}$, их применение обычно ограничивается статической компенсацией по причинам экономического характера.

Система СТАТКОМ в режиме снижения напряжения переходит в режим постоян-

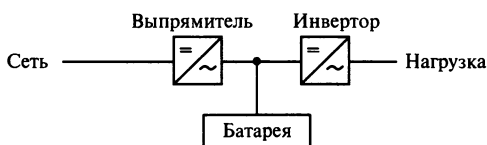


Рис. 13.2. Схема использования ИБП для компенсации провалов напряжения

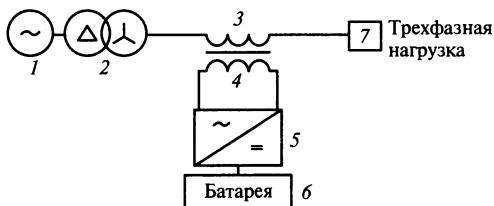


Рис. 13.3. Схема использования ДКИН для компенсации провалов напряжения

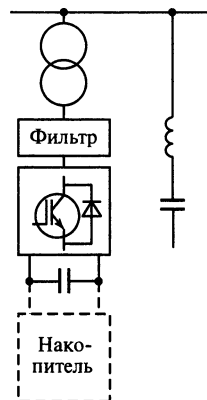


Рис. 13.4. Статический компенсатор

ного источника тока. Напряжение на выводах конденсатора может поддерживаться постоянным.

Параллельно подсоединенный синхронный двигатель (СД) несколько напоминает СТАТКОМ, но не содержит силовой электроники (рис. 13.5). Способность синхронного двигателя обеспечить большую реактивную нагрузку позволяет такой системе восполнять провалы напряжения глубиной до 60 % на протяжении 6 с. Вместе с этим маленький маховик защищает нагрузку против полного отключения электроэнергии на время 100 мс.

Повышающий конвертор — это преобразователь постоянного тока, повышающий напряжение шин постоянного напряжения

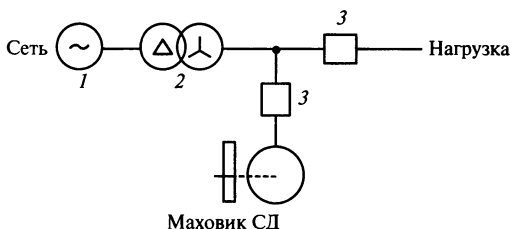


Рис. 13.5. Параллельно подсоединенный СД и маховик:

1 — энергосистема; 2 — трансформатор; 3 — выключатель

(например, двигателя переменной частоты) до номинального уровня (рис. 13.6).

Наибольший провал напряжения, который может быть компенсирован, зависит от номинального тока повышающего конвертора. Повышающий конвертор начинает работать, как только провал напряжения будет зафиксирован на шинах постоянного тока прибора. Наряду со способностью обеспечить компенсацию симметричного провала напряжения вплоть до 50 % повышающий конвертор имеет возможность компенсировать глубокие несимметричные провалы, такие как полный выход из строя одной из фаз. Для защиты против полного отключения электроэнергии повышающий конвертор может быть дополнен батареями.

Активный фильтр (рис. 13.7) [13.2, 13.4] — это преобразователь, который работает как выпрямитель при использовании IGBT-тириستоров вместо диодов.

Активный фильтр может постоянно поддерживать напряжение в течение всего провала напряжения. Номинальный ток активного фильтра определяет максимальное значение корректировки провала напряжения.

В случае возникновения провала напряжения **бестрансформаторная схема компенсации провала напряжения** (рис. 13.8) открывается и нагрузка питается через

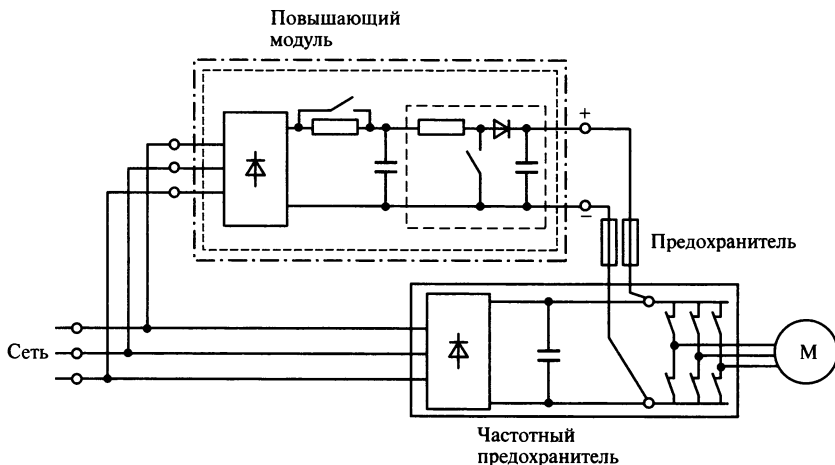


Рис. 13.6. Повышающий конвертор

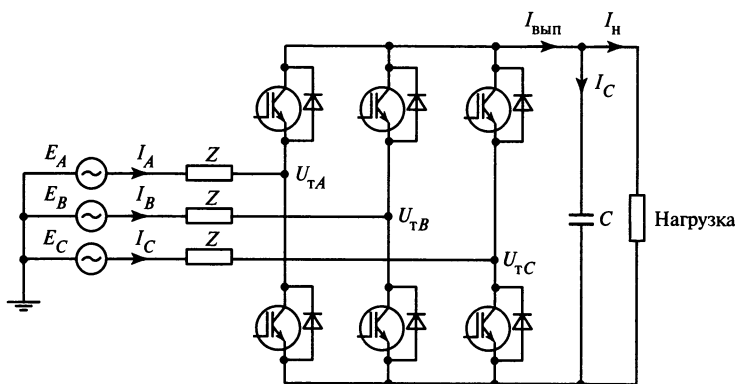


Рис. 13.7. Активный фильтр

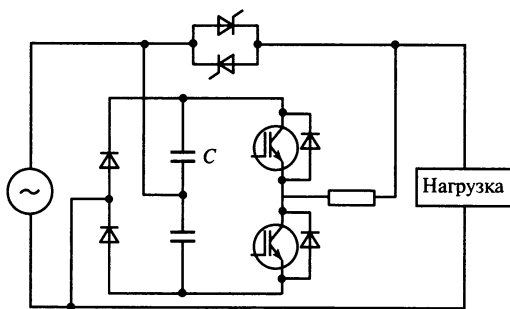


Рис. 13.8. Бестрансформаторная последовательная компенсация провала напряжения

инвертор. Энергия на шинах постоянного напряжения инвертора поддерживается двумя заряженными последовательно соединенными конденсаторами.

Для остаточного напряжения равного 50 % может быть обеспечен номинальный уровень напряжения. В данном устройстве необязательные источники питания (конденсаторы) могут смягчить полное отключение электроэнергии на ограниченный период времени. Устройство обеспечивает возможность восстановления напряжения и при несимметричных провалах напряжения.

Возможность компенсировать глубокие провалы напряжения

Частота возникновения провалов напряжения различна для каждой части электрической сети. Существуют три различных

подхода к увеличению устойчивости против провалов напряжения.

А. Нагрузка поддерживается внешним источником питания. Такие системы (маховик, статический ИБП) могут защитить от всех провалов напряжения. Продолжительность максимального времени защиты зависит только от количества запасаемой электроэнергии.

Б. Поднятие напряжения на определенной процент. Эти системы (СТАТКОМ и ДКИН) используют оставшееся напряжение в сети как начальный уровень, к которому добавляют недостающую часть напряжения. Если они не могут восстановить напряжение, то они достигли своих максимальных способностей по восстановлению. Провал напряжения будет считаться восстановленным, если конечное напряжение (напряжение сети в течение провала плюс добавочное напряжение) будет достаточно высоким, чтобы обеспечить нормальную работу нагрузки.

В. Нагрузка питается от сети, даже в течение провала. Чтобы сохранить постоянное питание нагрузки системы этого типа (активный фильтр, повышающий конвертор и бестрансформаторная надбавка напряжения), компенсируют уменьшенное значение напряжения, пропуская более высокий ток через сеть. Поэтому максимальное значение провала, который может быть компенсирован, зависит от номинального тока системы.

Оборудование из категории Б поднимает напряжение на определенный процент. Если процесс не чувствителен к провалам ΔU_n (%), он может быть оснащен защитным оборудованием из категории Б, таким как ДКИН, имеющим способность повышать напряжение на ΔU (%), тогда общая нечувствительность процесса к провалам напряжения будет равной $-\Delta U_n + \Delta U$ (%). С другой стороны, оборудование из категории В защищает процесс против провалов напряжения на определенный уровень. При установке оборудования из категории В процент уменьшенных остановок электрооборудования снизится, если начальная невосприимчивость процесса составит 30 % по сравнению с начальной защищенностью 10 %.

Начиная с решения о закупке исправляющего оборудования для предотвращения повреждений, вызванных провалом напряжения, стоимость закупки системы будет являться достаточно важным фактором. Известны следующие три ценовые категории: более 250 евро за 1 кВт·А; от 150 до 250 евро за 1 кВт·А; менее 150 евро за 1 кВт·А.

Нужно отметить, что низкая эффективность имеет большое значение при принятии решения. С учетом того, что стоимость электроэнергии 0,05 евро за 1 кВт·ч и эффективность равна 97 %, ежегодные потери при установке 1 кВт мощности превысят 13 евро. При процентной ставке равной 10 % потери за 10 лет составят 80,4 евро за каждый 1 кВт·ч.

Время реакции защитного аппарата или переходного процесса можно разделить на три категории: а) меньше 1 мс; б) от 1 до 5 мс; в) больше 5 мс.

Чтобы проанализировать стоимость ожидаемых сокращений отключений нагрузки и стоимость защитного оборудования, используем адаптированную версию метода [13.5]:

$$N_{\text{откл}} P_{\text{откл}} \geq \frac{C_{\text{нач}}}{C_{\text{пров}}} \frac{(1 + \kappa)^n (\kappa + P_{\text{обсл}}) - P_{\text{обсл}}}{(1 + \kappa)^n - 1},$$

где $C_{\text{нач}}$ — первоначальные вложения на каждый 1 кВт·А; $N_{\text{откл}}$ — ежегодные отключения в зависимости от провалов напряжения; $P_{\text{откл}}$ — процент отключений, которые будут предотвращены; $N_{\text{откл}} P_{\text{откл}}$ — ежегодные скорректированные отключения; $C_{\text{пров}}$ — стоимость отключения 1 кВт·А за провал; $P_{\text{обсл}}$ — стоимость обслуживания мощности в 1 кВт·А в год в процентах от $C_{\text{нач}}$; κ — корректирующий фактор; n — проектное время.

При использовании оптимистичных значений [$C_{\text{нач}} = 100$ евро/(кВт·А); $P_{\text{обсл}} = 0$; $P_{\text{откл}} = 100$ %] расчет по вышеприведенной формуле оценивает снижение ущерба от нарушений электроснабжения с учетом корректирующих устройств.

13.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

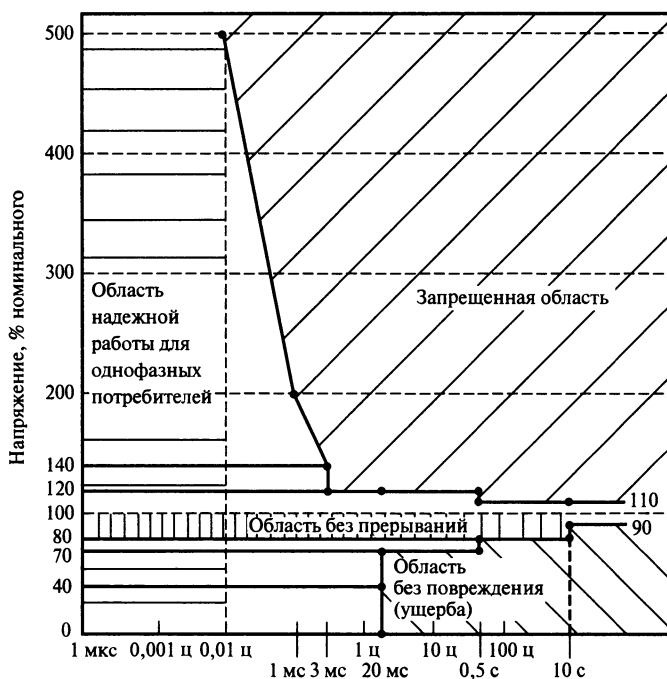
Согласно ГОСТ 13109—97 **провал напряжения** — это снижение напряжения на шинах электроприемника глубиной более 10 % $U_{\text{ном}}$ длительностью до 30 с с последующим восстановлением [13.11]. Параметры допустимых значений провалов напряжения для электроприемников различных типов не нормируются.

Воздействие КНЭ на работу потребителей электрической энергии предприятий зависит от глубины и длительности провалов напряжения. Проведенные научные исследования показали, что при глубине провалов напряжения, не превышающей 10 % $U_{\text{ном}}$, независимо от их длительности помехочувствительные электрические приемники предприятий устойчивы к воздействию КНЭ (табл. 13.1).

Существует несколько стандартов допустимых показателей провалов напряжения, разработанных для компьютерного оборудования и предприятий по производству микросхем (рис. 13.9) [13.2, 13.4]. Во второй половине 90-х годов XX в. в США и Канаде были проведены энергетические обследования большого числа промышленных предприятий. Результаты этих

Таблица 13.1. Характеристики провалов напряжения для линии W1 110 кВ Белорусского металлургического завода (БМЗ)

Глубина провала δU_n , %	Доля интервалов, %, при длительности провалов Δt_n			Общая величина провалов напряжений, %
	0,01—0,1 с	0,1—0,2 с	0,2—0,35 с и более	
0—10	—	—	—	—
10—25	6,3	52,1	22,9	81,3
25—35	0	8,3	0	8,3
35—60	0	10,4	0	10,4
Итого	6,3	70,8	22,9	100



Продолжительность провалов напряжения в циклах (ц) и секундах (с); $T_{ц} = (1/60)$ с

Рис. 13.9. Допустимые отклонения напряжения по стандарту IEC (Ассоциация производителей вычислительного оборудования и промышленности информационной технологии)

обследований (рис. 13.10, 13.11) имели большое значение для разработки новых концепций защиты промышленного электрооборудования от провалов напряжения.

Разработка технических мероприятий по повышению безаварийной работы электродвигательной нагрузки предприятий требует решения задач:

а) повышения напряжения на шинах секций подстанций при снижениях напряжения и КЗ в энергосистеме;

б) снижение чувствительности двигательной нагрузки к провалам напряжения;

в) снижение вероятности возникновения таких нарушений в энергосистеме, системе промышленного электроснабжения (СПЭ), при которых нарушается нормальная работа потребителей;

г) использование динамических компенсаторов провалов напряжения и т.п.

До последнего времени проблема влияния КНЭ на работу электроприемников

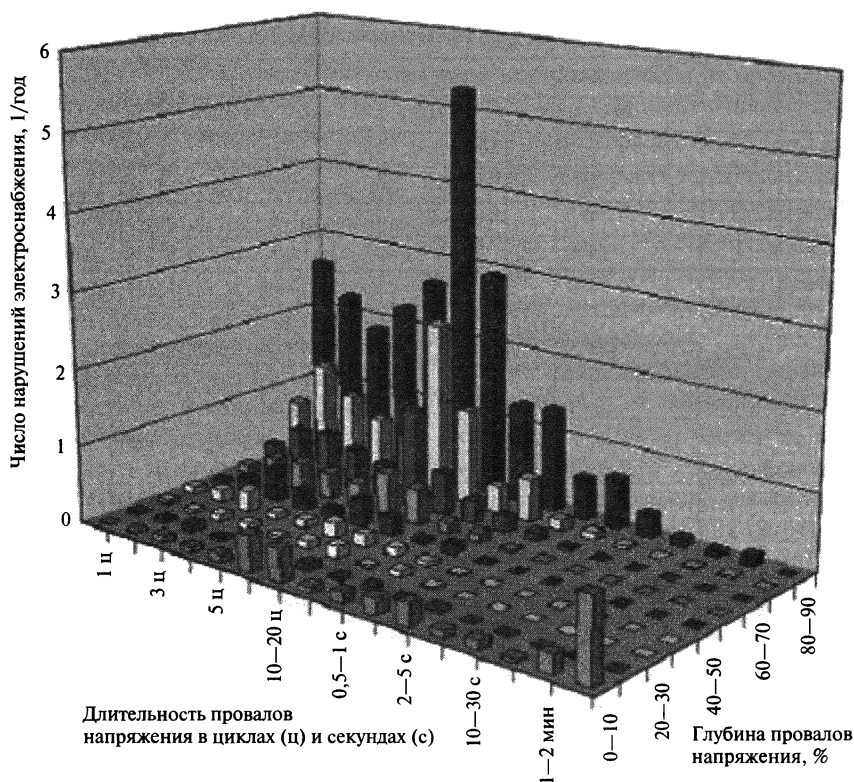


Рис. 13.10. Статистические показатели провалов напряжения в электрических сетях высокого напряжения США (по данным Electric Power Research Institute — EPRI и Electritek)

решалась исключительно с помощью источников бесперебойного питания с аккумуляторным либо инерционным накопителем энергии. Провалы напряжения в десятые доли секунды очень часто приводят к частичной или полной остановке сложного автоматизированного производства. Прямые и косвенные ущербы предприятий и организаций достигают сотен тысяч и даже десятков миллионов рублей в год.

В настоящее время появились полностью управляемые вентили (ПУВ): IGBT — биполярный транзистор с изолированным затвором; GTO — запираемый тиристор; IGCT — запираемый тиристор с интегрированным блоком управления, что сделало возможным производство активных фильтров и преобразователей напряжения, способных повышать качество электроэнергии.

Рассмотрим наиболее перспективные устройства, которые выпускаются производителями США, Канады, Франции, Финляндии:

а) устройства компенсации реактивной мощности СТАТКОМ (система статической компенсации реактивной мощности) [13.4, 13.7];

б) динамические компенсаторы искажений напряжения (ДКИН) [13.3, 13.4], представляющие собой устройства с двукратным преобразованием напряжения. Вход ДКИН подключен к системе электроснабжения, а через управляемый выпрямитель напряжение подается на конденсаторы и сглаживающий реактор, а далее через управляемый инвертор на базе ПУВ и через вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) к нагрузке.

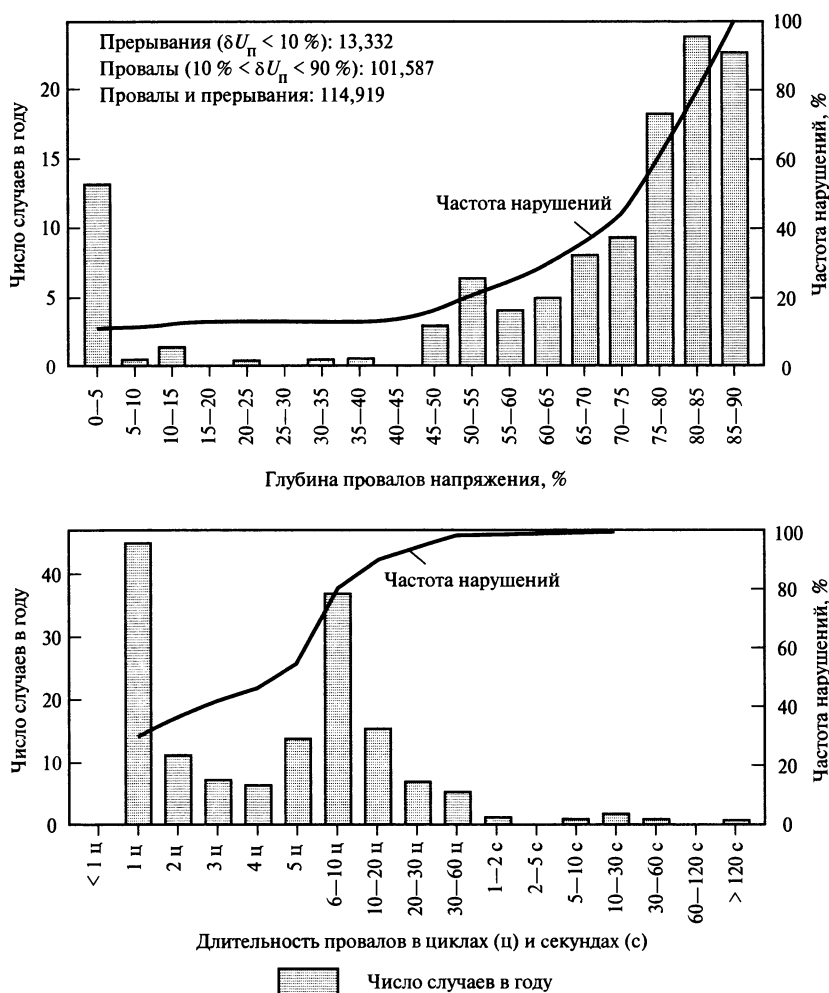


Рис. 13.11. Статистические показатели провалов напряжения

13.5. СОВРЕМЕННЫЕ УСТРОЙСТВА ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Устройство компенсации реактивной мощности СТАТКОМ

Устройство СТАТКОМ (система статической компенсации реактивной мощности) предназначено для компенсации реактивной мощности резкопеременной нагрузки Q_n . В схеме СТАТКОМ с ПУВ

(рис. 13.12) имеется двухуровневый преобразователь напряжения ПН, выполненный на основе транзисторов или тиристоров с параллельными диодами с широтно-импульсной модуляцией (ШИМ) сигнала несущей частоты [13.7]. Управление тиристорами каждой фазы осуществляется независимо, путем наложения на напряжение несущей частоты соответствующей синусоиды модулирующего напряжения. Широкополосный фильтр с элементами (C_ϕ , L_ϕ , R_ϕ) настроен на компенсацию требуемых высших гармонических составляющих.

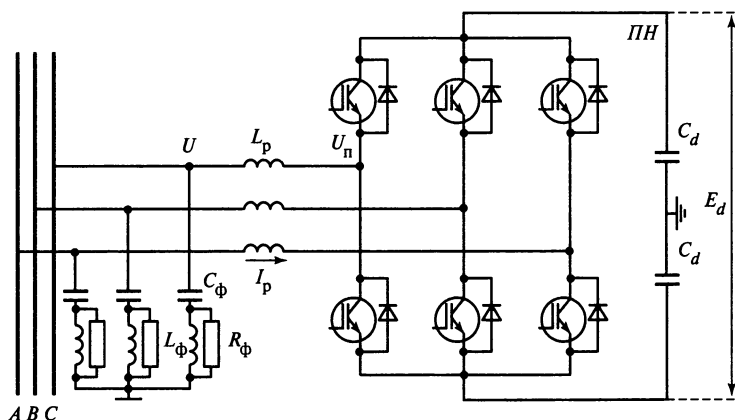


Рис. 13.12. Схема устройства СТАТКОМ:

U — напряжение на шинах переменного тока; U_p — напряжение преобразователя; C_d — конденсаторная батарея на стороне постоянного напряжения (E_d); L_p — фазный реактор; C_ϕ , L_ϕ , R_ϕ — емкость, индуктивность и активное сопротивление широкополосного фильтра для компенсации высших гармоник

Устройство позволяет генерировать или потреблять реактивную мощность $Q_{\text{СТАТКОМ}}$, следовательно, реактивная мощность узла нагрузки может изменяться от $Q_n + Q_{\text{СТАТКОМ}}$ до $Q_n - Q_{\text{СТАТКОМ}}$. При выдаче мощности ($Q_{\text{СТАТКОМ}} > 0$) $U < U_p$, а при ее потреблении ($Q_{\text{СТАТКОМ}} < 0$) $U > U_p$. Обычно мощность устройства $Q_{\text{СТАТКОМ}}$ несколько больше максимальной реактивной мощности нагрузки Q_n , чтобы гарантированно обеспечить возможность поддержания заданного коэффициента мощности нагрузки. При снижении напряжения система СТАТКОМ переходит в режим источника тока, независимого от напряжения в узле нагрузки.

Для управления устройством СТАТКОМ используется генератор напряжения несущей частоты ШИМ (не показанный на рис. 13.12), создающий три синусоидальных модулирующих напряжения, образующих трехфазную систему. Управление транзисторами (тиристорами) каждой фазы осуществляется независимо, путем наложения на напряжение несущей частоты соответствующей синусоиды модулирующего напряжения. При этом должно соблюдаться условие — в любой момент должен быть включен лишь один из двух тиристо-

ров каждой фазы. В момент пересечения синусоидальных напряжений сети с пилообразным напряжением треугольной формы $u_{\text{ШИМ}}$ с частотой изменения $f_{\text{ШИМ}}$ около 1 кГц происходит формирование импульсов управления вентилями. Условием нормальной работы преобразователя является поддержание постоянным напряжения E_d на конденсаторах C_d , установленных в цепи постоянного тока. При мощности устройства 160 Мвар время изменения реактивной мощности на эту величину составляет около 0,08 с, а перерегулирование не превышает 5 % скачка мощности [13.7].

Компенсаторы выполняют следующие основные функции:

- регулирование напряжения в узле нагрузки за счет изменения потоков реактивной мощности;

- подавление колебаний напряжения за счет компенсации резкопеременной реактивной мощности;

- устранение несимметрии напряжения, вызванной неравномерным распределением реактивной мощности по фазам;

- повышение устойчивости узла нагрузки за счет того, что при провалах напряжения СТАТКОМ работает в режиме источника тока.

Устройство СТАТКОМ имеет более высокую эксплуатационную надежность, чем синхронные компенсаторы. В отличие от тиристорно-реакторных групп, СТАТКОМ снижает вероятность возникновения резонансных явлений, обусловленных наличием конденсаторных батарей.

Динамические компенсаторы искажений напряжения как надежное устройство защиты электрооборудования от КНЭ

Основные цели устройства ДКИН [13.3, 13.4]:

устранение несимметрии по фазам и несинусоидальности в нормальном режиме работы;

обеспечение надежного и непрерывного электроснабжения потребителей за счет IGBT-преобразователя напряжения и вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) в случае аварийных и ненормальных режимов в электрических сетях (рис. 13.13).

Принцип работы и достоинства динамических компенсаторов искажений напряжения

Структурная схема работы динамических компенсаторов искажений напряже-

ния приведена на рис. 13.14. Система управления непрерывно контролирует напряжение поставки и сравнивает его с заданным пороговым уровнем напряжения.

Если напряжение поставки меньше заданного значения, преобразователь источника напряжения немедленно начинает вводить дифференциальное напряжение и поддерживать номинальное напряжение на стороне нагрузки.

Динамические компенсаторы искажений напряжения представляют собой устройство с двукратным преобразованием напряжения, вход которого подключен к системе электроснабжения (рис. 13.15). Через управляемый выпрямитель напряжение подается на конденсаторы C_d . Выход ДКИН через управляемый инвертор на базе ПУВ и через вольтодобавочный трансформатор подключен к нагрузке. Вторичная обмотка ВДТ включена последовательно с нагрузкой, и в ней наводится напряжение dU_v , компенсирующее провал напряжения в системе электроснабжения (СЭС) [13.3, 13.4].

Система управления непрерывно контролирует напряжение поставки (U_c) и сравнивает его с заданным пороговым

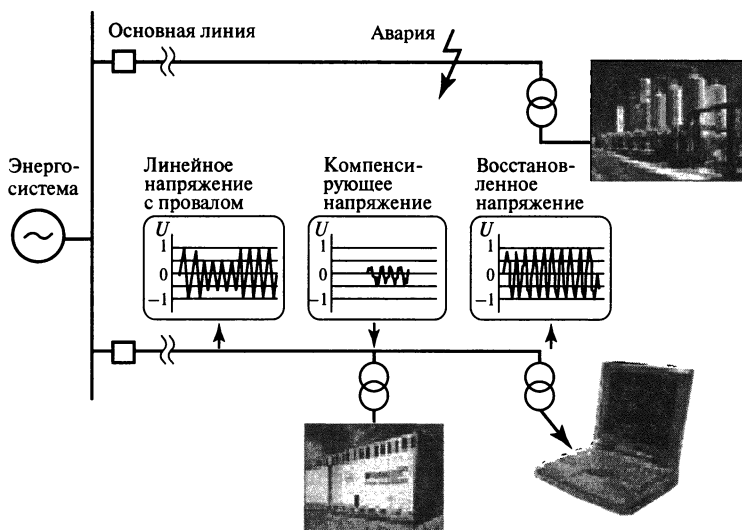


Рис. 13.13. Диаграмма работы ДКИН при нарушениях электроснабжения

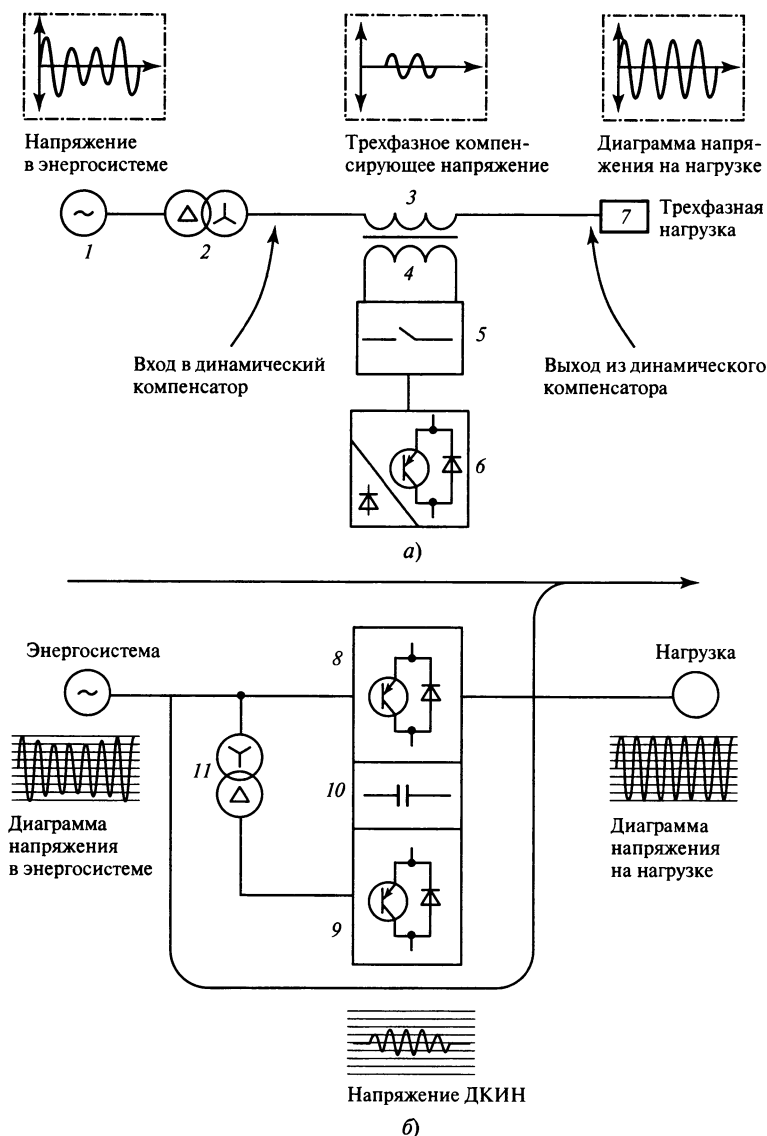


Рис. 13.14. Структурная схема работы ДКИН:

а — с вольтодобавочным трансформатором; б — с согласующим трансформатором при КНЭ; 1 — трехфазный источник электроснабжения; 2 — питающий трансформатор; 3 — вторичная обмотка ВДТ; 4 — первичная обмотка ВДТ; 5 — выключатель; 6 — преобразователь напряжения; 7 — нагрузка; 8 — инвертор; 9 — выпрямитель; 10 — конденсаторная батарея; 11 — согласующий трансформатор

уровнем напряжения (рис. 13.15). Если напряжение поставки меньше заданного значения, преобразователь источника напряжения немедленно начинает вводить дифференциальное напряжение и поддер-

живать номинальное напряжение на стороне нагрузки U_n .

Динамический компенсатор искажения напряжения предназначен для того, чтобы компенсировать влияние провалов напря-

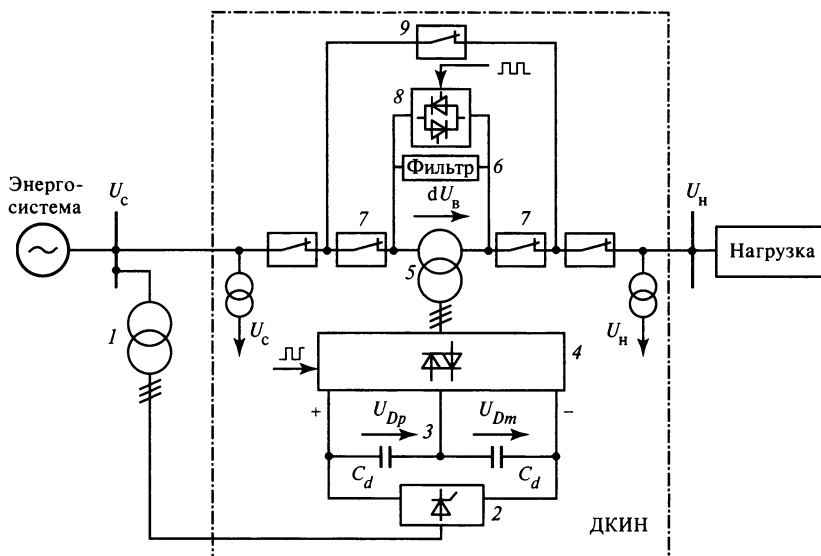


Рис. 13.15. Функциональная схема работы устройства ДКИН:

1 — согласующий трансформатор; 2 — выпрямитель; 3 — батарея конденсаторов; 4 — инвертор; 5 — вольт-добавочный трансформатор; 6 — фильтр гармонический; 7 — выключатель; 8 — защитная цепь ДКИН; 9 — байпасный выключатель

жения на линиях, электроснабжающих чувствительное к искажениям оборудование. Нормальное электроснабжение осуществляется и при провалах напряжения в питающей системе электроснабжения в связи с тем, что ДКИН регулирует напряжение на нагрузке, приближая его к номинальному значению и устраняя КНЭ от энергосистемы. Устройство типа ДКИН-АС обеспечивает за 1 мс реакцию на провал напряжения с последующим регулированием напряжения наполовину в течение 1 мс и полным восстановлением напряжения в следующую половину цикла. Устройства ДКИН обеспечивают полную компенсацию провалов напряжения в пределах номинального при перегрузках по току в 200 % в течение не менее 30 с, частичное исправление для трехфазных провалов напряжения вплоть до 50 % и однофазных провалов до 55 % в течение не менее 30 с (табл. 13.2).

Реакция на КНЭ (провалы напряжения) устройств ДКИН намного превышает показатели аналогичных устройств коррекции напряжения.

Различают следующие исполнения устройств ДКИН:

по входному напряжению:

380, 480, 690, 6000, 10 000, 35 000, 138 000 В;

по мощности устройств:

380 В: от 25 до 6000 кВт · А;

6 (10) кВ: от 1000 до 50 000 кВт · А;

с системой водяного и/или воздушного охлаждения;

контейнерного исполнения или в виде шкафа;

по условиям эксплуатации: от -20 до +40 °С; от -40 до +50 °С.

Основные преимущества динамических компенсаторов искажений напряжения:

защита от всех видов коротких замыканий (рис. 13.16, 13.17, табл. 13.3);

Таблица 13.2. Сравнительные технические характеристики устройства ДКИН

Показатель	ДКИН-SS	ДКИН-AS
Входное напряжение, В	480	380; 480; от 690 до 15 000
Кратковременная перегрузочная способность по току	200 % — 30 с	125 % — 10 мин
	400 % — 5,0 с	150 % — 1 мин
	600 % — 0,5 с	700 % — 0,6 с
	—	1000 % — 0,1 с
Частота сети, Гц	50—60	50—60
Эффективность при 50 %-ной нагрузке, %	99	99
Выходное напряжение, В	480	380; 480; от 690 до 15 000
Регулирование напряжения, %	От +5 до -10	—
Перегрузочная способность по току, %	160	160
Время реакции устройства, мс	≤2	2—4
Допустимая длительность трехфазных провалов напряжения до 50 %, с	2	Зависит от исполнения
Допустимая длительность двухфазных провалов напряжения до 70 %, с	2	Зависит от исполнения
Допустимая длительность однофазных провалов напряжения до 100 %	2	Зависит от исполнения
Мощность устройства, кВт · А	333; 665; 1000; 1300; 1700; 2000	До 6000 (при $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$)
Номинальные токи устройств, А	400; 800; 1200; 1600; 2000; 2400	Зависит от исполнения

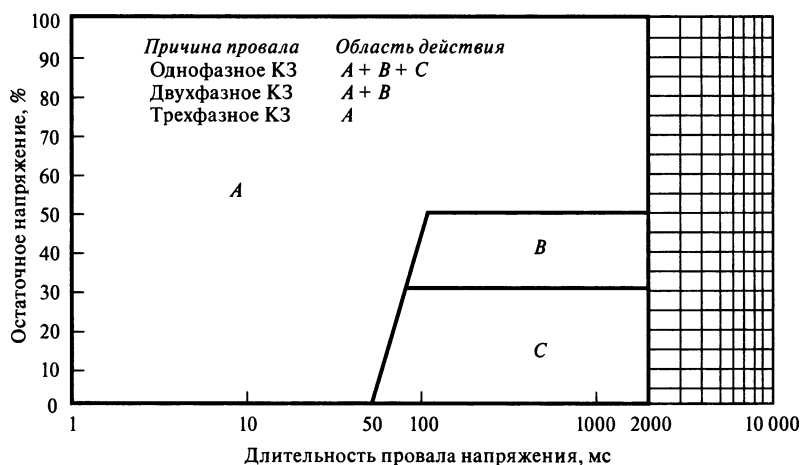


Рис. 13.16. Диаграмма работы динамических компенсаторов при различных видах КЗ:

A — область защиты при трехфазном КЗ; $A + B$ — область защиты при двухфазном КЗ; $A + B + C$ — область защиты при однофазном КЗ

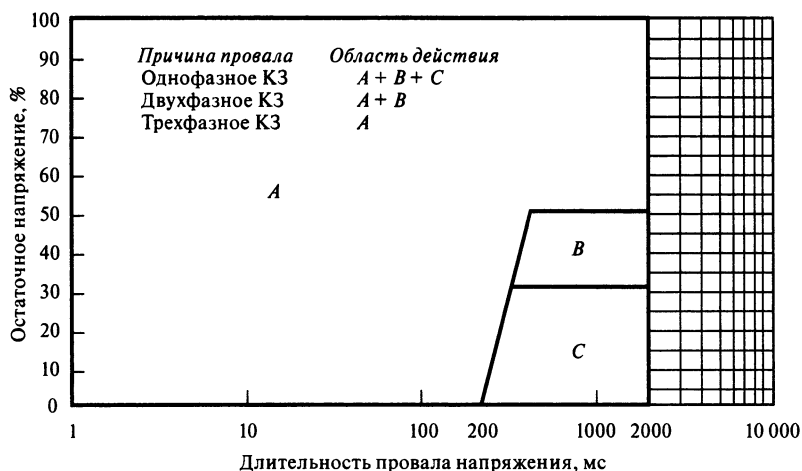


Рис. 13.17. Диаграмма работы ДКИН с расширенным диапазоном защиты (по времени провала) при КЗ:

A — область защиты при трехфазном КЗ; *A + B* — область защиты при двухфазном КЗ; *A + B + C* — область защиты при однофазном КЗ

Таблица 13.3. Минимальный уровень остаточных напряжений на стороне распределения для ДКИН и исправление их к уровню 90, 95 и 100 %

Причина КНЭ	Выходное напряжение, %, не менее	Минимальное входное напряжение при заданном выходном, %	
		ДКИН-S	ДКИН-R
Трехфазное КЗ	90	63	72
Двухфазное КЗ	90	58	68
Однофазное КЗ на землю	90	40	55
Трехфазное КЗ	95	67	76
Двухфазное КЗ	95	64	74
Однофазное КЗ на землю	95	48	63
Трехфазное КЗ	100	70	80
Двухфазное КЗ	100	70	80
Однофазное КЗ на землю	100	55	70

время реакции на кратковременные нарушения электроснабжения 2 мс;

эффективность работы устройств более 98,8 % при 100 %-ной нагрузке;

низкая потребляемая мощность и малые эксплуатационные затраты;

компенсация гармонических составляющих, фликеров;

синусоидальная форма выходного напряжения;

отсутствие аккумуляторных батарей и высокая надежность.

Динамический компенсатор искажений напряжения для электрооборудования напряжением 380 В

Сравнительная стоимость источника бесперебойного питания (ИБП мощностью 400 кВт · А) и устройства ДКИН (мощностью 333 кВт · А) напряжением 380 В приведена на рис. 13.18 и в табл. 13.4.

Одна из ключевых особенностей — то, что ДКИН непосредственно связан со вто-

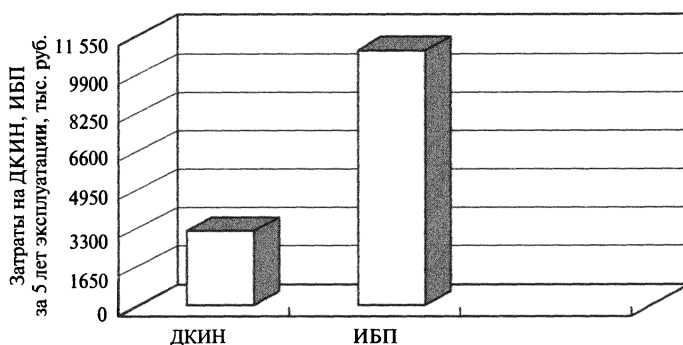


Рис. 13.18. Сравнительная стоимость устройств ДКИН и ИБП мощностью 400 кВ · А

Таблица 13.4. Сравнительный анализ эффективности устройств компенсации искажений напряжения

Показатель	ДКИН	ИБП
Первоначальная стоимость устройства, тыс. руб.	2400	3450
Эффективность работы, %	99	93
Потребляемая мощность в год, тыс. кВт · ч	25,4	165,7
Стоимость затрат на электроэнергию, тыс. руб.	45	678
Общие затраты за 1 год, тыс. руб.	2505	4908
Общие затраты за 5 лет, тыс. руб.	2928	10 014

ричной обмоткой вольтодобавочного трансформатора. Подключение устройства ДКИН напряжением 380 В зависит от типа системы заземления (рис. 13.19). В четырехпроводных сетях типа TN-C, когда напряжение поставки меньше заданного значения, ДКИН немедленно начинает вводить дифференциальное напряжение и поддерживать номинальное напряжение на стороне нагрузки U_n [13.2]. Энергия, требуемая для решения этой задачи, будет получена с помощью накопителя энергии (конденсаторной батареи). Постоянное напряжение непрерывно контролируется, и конденсаторы снабжаются, если требуется, энергией от зарядного устройства.

Ответ на кратковременное нарушение нормального электроснабжения (обнаружение перекоса напряжения/провала до преобразователя и повторная стабилизация напряжения нагрузки) происходит за 1 (2) мс.

Преобразователь ДКИН, используя высокую частоту переключения (типа PWM), способен выдавать быстрые распоряжения для ответов на искажения напря-

жения. Чтобы поддерживать допустимые отклонения напряжения, фильтр постоянного тока соединен с конвертором на выходе ДКИН непосредственно.

Чтобы защитить ДКИН (преобразователь источника напряжения) в случае КЗ со стороны нагрузки, используются быстро реагирующие тиристоры 9 (рис. 13.19). Габаритные размеры динамического компенсатора искажений напряжения на ток 1500 А и напряжение 380 В приведены на рис. 13.20.

В случае более глубокого падения напряжения или с большей продолжительностью ДКИН напряжением 380 В продолжает устранять искажения напряжения в максимально возможной степени согласно характеристике устройства (рис. 13.21, 13.22).

Динамический компенсатор искажений напряжения обеспечивает:

полное восстановление трехфазных провалов напряжения до номинального уровня или указанного для специфической модели с поддержанием заданного значе-

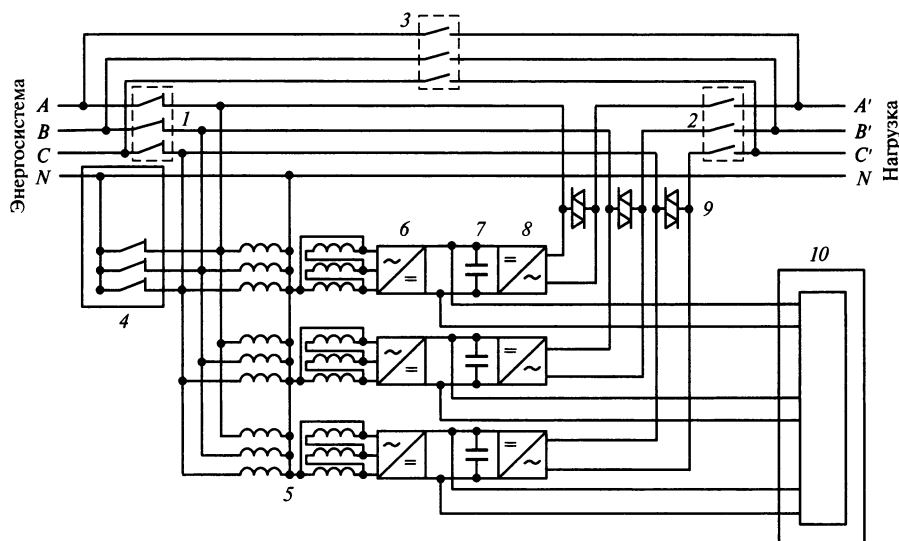


Рис. 13.19. Схема включения ДКИН напряжением 380 В:

1, 2 — выключатели; 3 — байпасный выключатель; 4 — переключатель нейтрали; 5 — вольтодобавочный трансформатор; 6 — выпрямитель; 7 — звено постоянного тока; 8 — инвертор; 9 — защита ДКИН от КЗ в нагрузке; 10 — накопитель энергии

ния в течение 200 мс при провалах напряжения глубиной до 100 % номинального;

исправление симметричных трехфазных падений напряжения глубиной до 50 % и однофазных провалов глубиной до 35 % до уровня, определенного спецификой модели, с поддержанием заданного значения в течение 30 с;

непрерывное регулирование трехфазного провала напряжения и провалов вплоть до 90 % номинального. Возможен выбор для более глубоких продолжающихся провалов;

непрерывное регулирование трехфазных перенапряжений и скачков вплоть до 110 % номинального напряжения (для расширенной модели ДКИН);

исправление несимметрии напряжения со стороны сети;

ослабление дозы фликера в напряжении;

автоматическую компенсацию линейных падений напряжения до нагрузки.

Таким образом, ДКИН обеспечивает потребителю высокое качество напряже-

ния, защищает нагрузку от большинства обычных искажений напряжения.

Динамический компенсатор искажений напряжения контролирует поступающее напряжение и, когда оно отклоняется от номинального, формирует соответствующее напряжение компенсации, используя IGBT-инвертор и последовательные реакторы. Динамический компенсатор искажений напряжения предназначен для того, чтобы смягчить провалы напряжения на линиях, питающих чувствительное оборудование.

Таким образом, электроснабжение осуществляется все время, а ДКИН регулирует напряжение нагрузки к номинальному значению, устраняя кратковременные нарушения электроснабжения от энергосистемы. Динамический компенсатор искажений напряжения дешевле ИБП для применения в системах распределения до 1000 В. Мощность устройства ДКИН напряжением 380 В на треть меньше номинальной мощности ИБП, используемого для тех же целей.

Компенсатор ДКИН-AS имеет реакцию на провал напряжения через 1 (2) мс и восстанавливает напряжение к 10-й миллисе-

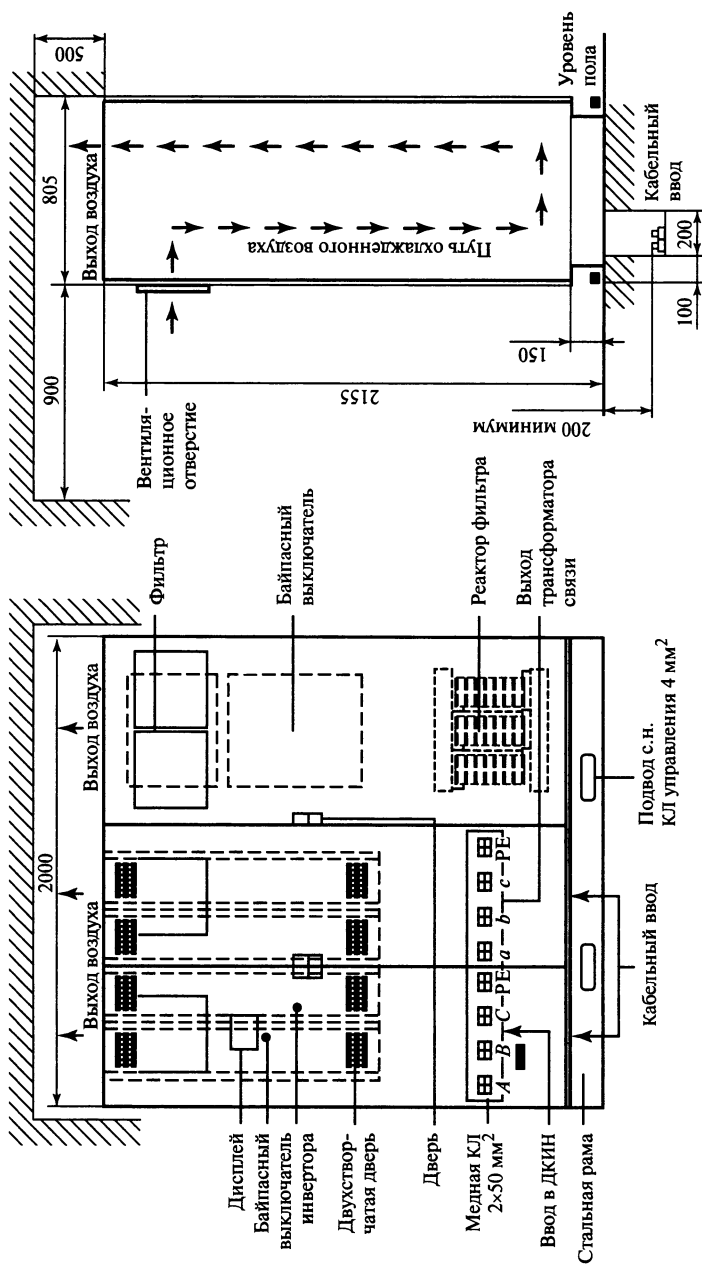


Рис. 13.20. Габаритные размеры ДКИН на ток 1500 А и напряжение 380 В:

с.н. — собственные нужды; КЛ — кабельная линия; РЕ — защитный проводник

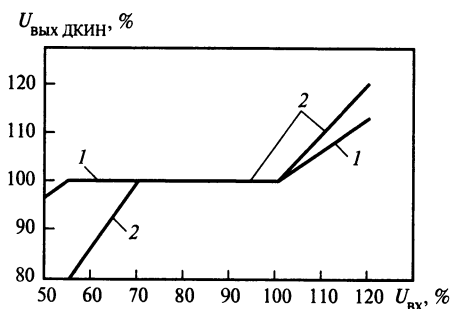


Рис. 13.21. Характеристики регулирования напряжения устройством ДКИН-30 при КНЭ для соединения обмоток трансформатора по схеме треугольник—звезда:

1 — при однофазном КЗ; 2 — при трехфазном КЗ

кунде. Это обеспечивает полное регулирование провалов напряжения в пределах номинального напряжения в течение не менее 30 с, частичного исправления для трехфазных провалов напряжения вплоть до 50 % и однофазных провалов до 35 % в течение не менее 30 с, что гарантирует продолжение работы электрической нагрузки без перерывов, когда происходят провалы напряжения.

Динамический компенсатор искажений напряжения обеспечивает **непрерывное регулирование** в пределах 1 % номинального напряжения, когда напряжение изменяется в пределах 90—100 % (или в пределах 90—110 % для ДКИН с расширенным диапазоном регулирования). Такая регулировка позволяет улучшить или оптимизировать точность и надежность работы электрической нагрузки вследствие стабильности электроснабжения. Выходное напряжение продолжает регулироваться, не только когда происходят скачки напряжения, в отличие от других аналогичных устройств, но и когда нет дискретного изменения выходного напряжения.

Динамический компенсатор искажений напряжения **устраняет несимметрию напряжения от источника**. Если в поставляемом напряжении присутствует несим-

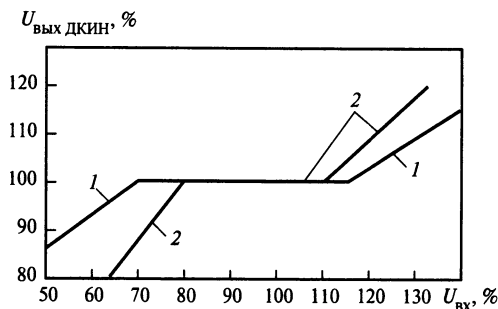


Рис. 13.22. Характеристики регулирования напряжения устройством ДКИН (с расширенным диапазоном компенсации провалов и перенапряжений) при КНЭ для соединения обмоток трансформатора по схеме треугольник—звезда:

1 — при однофазном КЗ; 2 — при трехфазном КЗ

метрия, то это значительно уменьшает токи, протекающие по трехфазным двигателям, и соответственно увеличивает срок их службы.

Динамический компенсатор искажений напряжения также **уменьшает дозу фликера** в поставляемом напряжении до принятых номинальных значений. Мерцание напряжения проявляется в лампах накаливания, флюоресцентных и дуговых лампах, производящих мерцающий свет, который становится более заметным, когда частота изменения напряжения приближается к 8,8 Гц. Такой мерцающий свет может чрезвычайно раздражать работающих людей и уменьшать производительность их труда.

Динамический компенсатор искажений напряжения **может обеспечить компенсацию падения напряжения** в питающей линии нагрузки. Динамический компенсатор искажений напряжения компенсирует падение напряжения по всей линии при больших нагрузках, обеспечивая таким образом постоянное напряжение в конце линии на входе в нагрузку.

Динамический компенсатор искажений напряжения имеет **эффективность более 98 % при полной нагрузке** и по этому показателю значительно превосходит аналогичные устройства. Эффективность

ДКИН выше, когда не требуется корректировки напряжения.

Динамический компенсатор искажений напряжения состоит из испытанного временем инвертора, основанного на технологии, которая используется в устройствах управления электродвигателями на протяжении уже 20 лет. Динамический компенсатор искажений напряжения рассчитан на 150 %-ную перегрузку (от номинальной нагрузки в киловольт-амперах) при обеспечении 10 % непрерывных исправлений.

Все электронное оборудование ДКИН имеет некоторый уровень невосприимчивости к изменению напряжения, поэтому напряжение питания должно обеспечиваться на уровне 100 % номинального для нормального функционирования оборудования.

Достоинства динамических компенсаторов провалов напряжения: минимальные капитальные затраты, высокая надежность, компактность, высокий коэффициент полезного действия (КПД), простое согласование с системой релейной защиты, незначительные расходы на техническое обслуживание, время компенсации провалов напряжения глубиной менее 50 % более 1 ч. Недостатки ДКИН следующие: максимальное время компенсации отключений электроснабжения порядка 0,25 с (это время может быть увеличено при

использовании дополнительных конденсаторных батарей).

Далее рассмотрены осциллограммы работы ДКИН с моделью исправления 30 %-ных трехфазных провалов напряжения в случае кратковременных нарушений (провалов и скачков) напряжения [13.2].

Осциллограммы работы ДКИН

Реакция устройства ДКИН на симметричный трехфазный провал напряжения с остаточным напряжением 80 % номинального показана на рис. 13.23. Такой провал может быть вызван серьезной отдаленной аварией в энергосистеме. Из осциллограмм выходного напряжения ДКИН следует, что напряжение на нагрузке полностью восстановлено до номинального в течение 10 мс.

Реакция устройства ДКИН на симметричный мгновенный трехфазный провал напряжения глубиной 40 % номинального длительностью 100 мс показана на рис. 13.24. Такой провал мог бы быть вызван какой-либо аварией в питающей энергосистеме. В этой ситуации ДКИН частично исправляет выходное напряжение до уровня свыше 85 % номинального в течение 10 мс.

Следует отметить, что, если провал питающего напряжения превышает уровень выбранной модели ДКИН — 30 %, устройство все равно продолжит регулиро-



Рис. 13.23. Реакция устройства ДКИН на остаточное напряжение, равное 80 % номинального

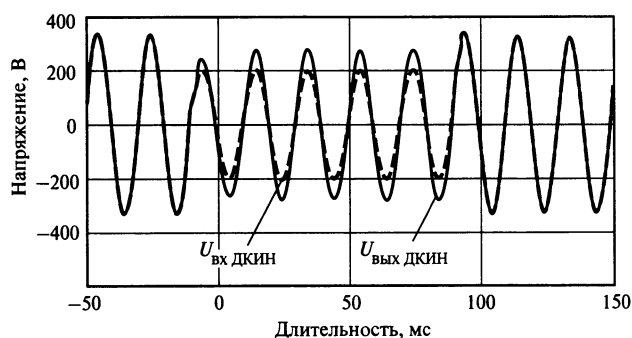


Рис. 13.24. Реакция устройства ДКИН на остаточное напряжение, равное 60 % номинального и длительно-стью 100 мс

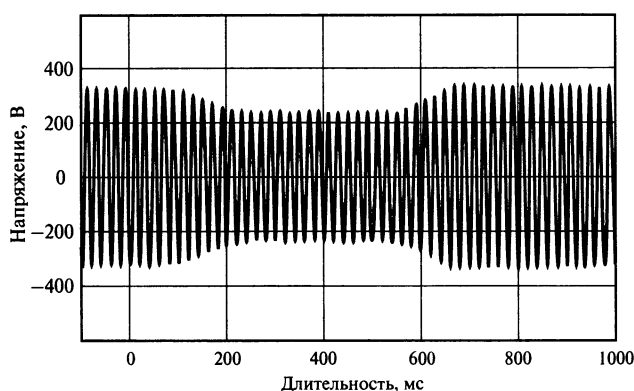


Рис. 13.25. Реакция ДКИН на провал напряжения глубиной 50 % номинального и длительно-стью 1 с

вать напряжение, но не к номинальному значению, а к уровню, например, $0,9U_{\text{ном}}$.

На рис. 13.25 показана реакция устройства ДКИН на симметричное трехфазное падение напряжения, равное 50 % номинального, которое продолжается 1 с.

Такой провал хотя и маловероятен, однако мог быть вызван аварией в распределительной сети среднего напряжения. Без защиты с помощью устройства ДКИН это привело бы к ошибкам или остановке всего работающего оборудования на предприятии. Динамический компенсатор искажений напряжения частично исправляет выходное напряжение (обеспечивая более чем 71 % номинального). Электрическое оборудование, чувствительное к искажениям, равным 70 % (или меньше) номи-

нального, будет полностью защищено и продолжит работать без перерыва.

Осциллограммы работы устройства ДКИН (рис. 13.26) показывают реакцию устройства на однофазное падение напряжения на стороне нагрузки трансформатора, соединенного по схеме треугольник—звезда, глубиной 50 % номинального, которое продолжается приблизительно 130 мс.

Такой провал случается относительно часто, он мог бы быть вызван ошибкой в местной распределительной сети и привел бы большую часть электрического оборудования к остановке. Динамический компенсатор искажений напряжения восстанавливает выходное напряжение по этой фазе к уровню более чем 95 % номинального в течение 10 мс. Чувствительное

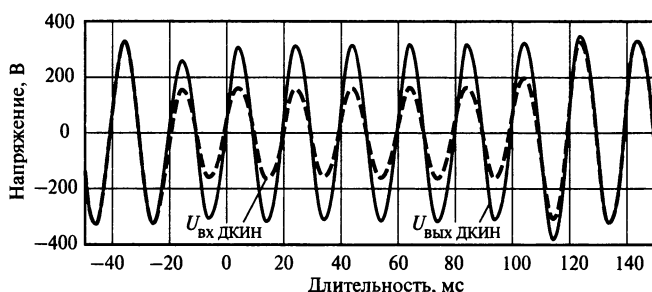


Рис. 13.26. Реакция ДКИН на однофазный провал напряжения глубиной 50 % номинального и длительностью 130 мс

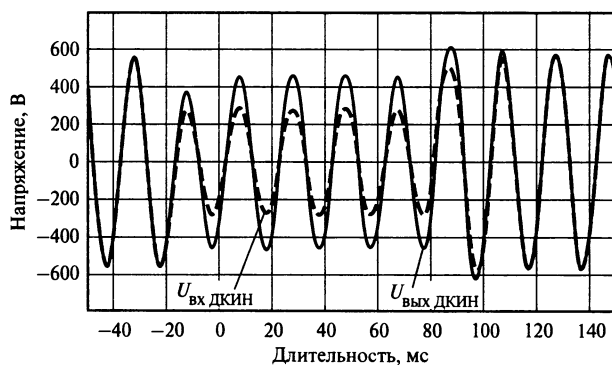


Рис. 13.27. Реакция ДКИН на междуфазный провал напряжения глубиной 50 % номинального и длительностью 100 мс

электрическое оборудование полностью защищено от провала напряжения и продолжало бы работать без прерывания.

Реакция устройства ДКИН на провал междуфазного напряжения глубиной 50 % номинального значения и длительностью 100 мс показана на рис. 13.27. Такой провал мог бы быть вызван ошибкой в местной распределительной сети или даже ошибкой в сети высокого напряжения и привести большую часть электрического оборудования к остановке.

Динамический компенсатор искажений напряжения восстанавливает выходное напряжение в этой фазе к уровню более чем 75 % номинального в течение 10 мс, так что электрическое оборудование, чувствительное к входному напряжению менее чем 75 % номинального напряжения, было

бы полностью защищено от провалов напряжения и продолжало бы работать без остановки.

Осциллограммы работы устройства ДКИН с 10 %-ной несимметрией трехфазных входных линейных напряжений показаны на рис. 13.28, а, а на рис. 13.28, б изображены линейные выходные напряжения, исправленные ДКИН. Можно заметить, что линейные напряжения симметричны и синусоидальны, т.е. полностью исправлены устройством ДКИН. Динамический компенсатор искажения напряжения эффективно управляет провалами напряжения, перенапряжениями и другими влияющими на электрическую нагрузку энергетическими нарушениями, которые могут быть причиной сбоя технологического режима работы предприятия.

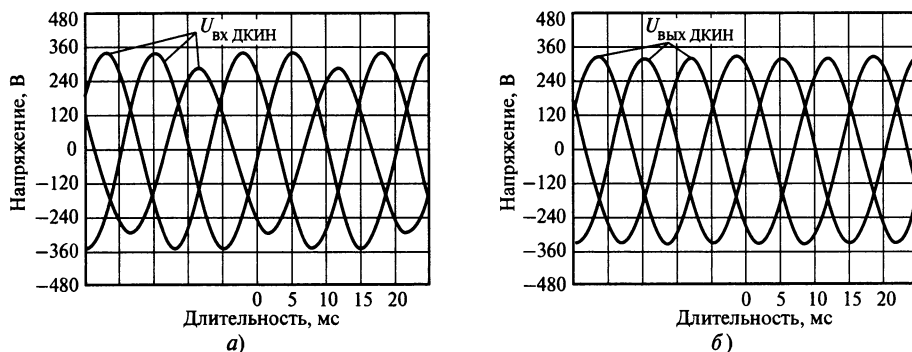


Рис. 13.28. Осциллограммы несимметричного режима работы:

а — линейные напряжения с 10 %-ной несимметрией; *б* — исправленное выходное напряжение

Динамический компенсатор искажений напряжения исправляет несимметрию напряжения со стороны нагрузки трансформатора и может защищать оборудование от влияния 5, 7, 11 и 13-й гармоник.

Устройство ДКИН использует микропроцессорный контроллер для инвертора, а также исправляет эффект фликера, колебания напряжения и перенапряжения. Этот надежный прибор имеет статический и ручной обходной выключатель в стандартной модификации.

Преимущества ДКИН:

Охватывает все мощности трансформаторных подстанций напряжением 380 В (от 50 до 6000 кВ · А).

Охватывает почти все мощности трансформаторных подстанций напряжением 6 (10) кВ (от 1000 до 50 000 кВ · А).

Предназначен для защиты чувствительной к искажениям электроэнергии нагрузки напряжением от 220 В до 150 кВ.

Быстрое исправление провалов напряжения (2—4 мс).

Очень эффективное действие системы (для обычных систем 99 %).

В номинальном режиме защищает нагрузку от других проблем с напряжением (небаланс, фликер, влияние гармоник).

Работает при температуре окружающей среды от – 40 до + 50 °С.

Высокая надежность.

Небольшие размеры устройства по сравнению с аналогами.

Непрерывное управление выходным напряжением (недискретное изменение).

Модели с продолжительным уровнем изменения напряжения 15, 20, 30 или 50 %.

Жидкокристаллический дисплей и клавиатурное управление.

Динамический компенсатор искажений напряжения обеспечивает исправление следующих искажений напряжения:

провалов напряжения, вызванных КЗ в питающих сетях;

несимметрии напряжения;

гармонического искажения напряжения (например, 5, 7, 11 и 13-я гармоники);

дозы фликера;

провалов напряжения, вызванных ошибками во внешней питающей сети.

13.6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ПОСТАВКЕ ДКИН 10 кВ

Динамический компенсатор искажений напряжения служит для электроснабжения нагрузки, чувствительной к перенапряжениям/падениям напряжения в электроэнергетической системе.

Динамический компенсатор искажений напряжения обеспечивает компенсацию искажений напряжения при условии, что электроснабжение нагрузки не будет полностью прервано. С использованием чрезвычайно быстрых переключений полупроводниковым преобразователем напряжения

ДКИН реагируют за время меньше чем 1 мс и таким образом эффективно защищают чувствительную нагрузку от провалов напряжения или перенапряжений.

Предлагаемый проект имеет существенные преимущества: нет вращающихся частей, высокая надежность и низкие эксплуатационные затраты в совокупности с продолжительным (25 лет) сроком эксплуатации.

В течение большей части времени работы ДКИН находится в резервном режиме и только контролирует напряжение поставки. Поэтому потери минимизированы и достигнута очень высокая эффективность.

Вся система фактически не нуждается в обслуживании, поскольку имеет минимальное количество механических частей. В маловероятном случае сбоя системы ремонт может быть выполнен на месте максимально за 2 ч.

Все оборудование, кроме вольтодобавочного трансформатора, гармонического фильтра и устройства охлаждения, размещено в двух контейнерах наружной установки. Один контейнер содержит устройство ДКИН и оборудование управления, в то время как конденсаторная батарея помещена в отдельный контейнер. Преимущество контейнерного исполнения заключается в том, что ДКИН легко может быть перемещен.

При проектировании, строительстве и испытательных процедурах ДКИН используются международные и российские стандарты.

Главные технические данные:

номинальное напряжение 10 кВ;

колебание напряжения поставки $\pm 10\%$;

максимальная мощность КЗ в точке подключения ДКИН — 273,2 МВ · А;

частота 50 Гц;

колебания частоты $\pm 3\%$.

Собственные нужды для устройства ДКИН включают трехфазную сеть напряжением 380 В и частотой 50 Гц.

Проектные требования к ДКИН включают:

значение трехфазных провалов напряжения — 35 %;

продолжительность трехфазных провалов напряжения — 200 мс;

значение однофазных провалов напряжения — 50 %;

продолжительность однофазных провалов напряжения — 200 мс;

номинальная мощность защищаемой нагрузки — 7,0 МВ · А;

максимальное падение напряжения в устройстве ДКИН при номинальной нагрузке приблизительно 2,5 %;

время реагирования < 1 мс;

точность регулирования напряжения $< \pm 5\%$;

обычное время перезарядки накопителя энергии 3 мин.

Номинальная мощность защищаемой нагрузки (см. приложение к разд. 13) определена согласно данным, взятым из проекта № 1750.88ЭЗ ГПИ «Электропроект» (г. Москва) «Расчет токов КЗ в режиме питания токопровода от ГПП-3» и расчетов, выполненных службой РЗА предприятия по фактическим данным нагрузки (табл. 13.5).

Преобразователь источника напряжения имеет водяное охлаждение. Для охлаждения циркулирующей воды используется оборудование на основе водно-испарительного устройства. Для охлаждения трансформатора применяется система естественного или принудительного (ONAN или ONAF) охлаждения, что определяется во время разработки проекта.

Основные граничные условия согласно спецификация системы ДКИН:

- все три фазы всегда проводят ток, даже в течение искажений напряжения со стороны «ввода» в ДКИН;

- сопротивление нулевой последовательности от ДКИН к нагрузке принято бесконечным.

В то время как первое условие обязательно, второе может быть устранено при использовании специального проекта

Таблица 13.5. Значения токов трехфазного короткого замыкания для ЦРП

Центральный распределительный пункт (ЦРП)	Подвод питания	$I_{к\max}^{(3)}$, кА	$I_{к\min}^{(3)}$, кА
ЦРП-1, I и II секции	От ТЭЦ	15,79	8,45
ЦРП-1, I и II секции	От ГПП-3	11,36*	9,45*
ЦРП-2, I и II секции	От ГРУ ТЭЦ	16,55	8,66
ЦРП-2, I и II секции	От ГПП-3	14,05	11,24
ЦРП-4, I и II секции	От ГРУ ТЭЦ	14,06	7,92
ЦРП-4, III и IV секции	От ГПП-3	16,55	12,78
ПС «Сырьевая»	От ВЛ	10,86	5,07

* Вторичные данные.

Примечание. ТЭЦ — теплоэлектроцентраль.

вводного трансформатора и системы управления.

Одна из ключевых особенностей устройства состоит в том, что ДКИН непосредственно связан со вторичной обмоткой вольтодобавочного трансформатора. Система управления непрерывно контролирует напряжение сети U_c (поставки) и сравнивает его с заданным пороговым уровнем напряжения (см. рис. 13.15). Если напряжение поставки меньше заданного значения, преобразователь источника напряжения немедленно начинает вводить дифференциальное напряжение и поддерживать номинальное напряжение на стороне нагрузки U_n . Энергия, требуемая для достижения этой задачи, будет получена в том числе и с помощью конденсаторной батареи.

Постоянное напряжение непрерывно контролируется, и конденсаторы снабжаются, если требуется, энергией от зарядного устройства.

Напряжение поставки (U_c на рис. 13.15) непрерывно контролируется, и в короткое время возможно устранение искажений входящего напряжения (поступающего от энергосистемы) путем незамедлительного воздействия на преобразователь источника напряжения. Ответ на обнаружение перекоса напряжения/падения до конвертора (преобразователя) происходит менее чем за 1 мс.

Преобразователь источника напряжения использует высокую частоту переключения

(типа PWM), следовательно, он способен выдавать быстрые распоряжения для ответов на искажения напряжения. Чтобы поддерживать допустимые отклонения напряжения, фильтр постоянного тока соединяется с каждой фазой преобразователя источника напряжения на выходе ДКИН непосредственно.

При стабильных устойчивых условиях поставки напряжения потребителю ДКИН работает в режиме малых потерь, который называется режимом КЗ. Вольтодобавочный трансформатор в резервном режиме работает идентично трансформатору тока (ТТ) в режиме КЗ.

Следует заметить, что преобразователь не выключается в режиме КЗ. Благодаря передовой технологии запираемых тиристоров с интегрированным блоком управления IGCT потери на электропроводимость полупроводников и диэлектрика незначительны. Потери на электропроводимость полупроводников и диэлектрика будут учитываться в резервном режиме работы ДКИН.

Цепочка RC , работающая как фильтр переменного тока, включена параллельно индуктивности трансформатора и соединяется через вольтодобавочный трансформатор. Это фильтрующее устройство обеспечивает обход для гармонических потоков, генерируемых при включении преобразователя источника напряжения ДКИН в режиме повышения напряжения,

что позволяет при работе преобразователя источника напряжения ДКИН под нагрузкой предотвратить нежелательные искажения напряжения U . Во время режима КЗ этот фильтр не действует начиная с момента, когда преобразователь перестает генерировать гармоники.

В целях обслуживания и поддержания изоляции ДКИН при внутреннем КЗ служат обходной выключатель и разъединители для обоих выводов трансформатора. Для обеспечения динамической устойчивости используются быстро реагирующие тиристоры (8 на рис. 13.15), чтобы защитить преобразователь источника напряжения при КЗ со стороны нагрузки.

Для устройства ДКИН производитель использует современные полупроводники типа GTO или IGCT-тиристоры. Эти элементы представляют собой современные мощные полупроводники, которые объединяют преимущества обычного GTO и IGBT-транзистора, они имеют низкие

потери и управляемый переход. В табл. 13.6 указаны преимущества двух вышеупомянутых технологий для ДКИН.

Для устройства ДКИН невозможен отказ элементов, так как монолитная структура IGCT-тириستоров ведет себя при перегрузке, как и тиристоры GTO, т.е. при свертках силовой диск обеспечивает достаточно надежный канал проводимости и, следовательно, пропускает ток без любого разединения или сопутствующего разрушения. Этот тонкий диск протестирован при пиковом токе до 68 кА несколько раз, выдерживалась тепловая нагрузка мощностью 100 МВ^2 . За время испытаний появились трещины на фарфоровом корпусе, а механическая прочность элемента осталась неповрежденной.

Устройства ДКИН успешно работают в течение нескольких лет на базе IGCT-систем, при этом не наблюдались никакие отказы устройств, хотя эти системы рабо-

Таблица 13.6. Особенности различных типов полупроводниковых решений

Параметр	GTO-тиристор	IGBT-транзистор	IGCT-тиристор
Показатель переключений	Низкочастотное переключение Применимость к сетям напряжением 6—10—35 кВ Низкие потери	Высокая частота переключений Низкие потери при переключениях Не требует ограничений Встроенный драйвер для шлюзов	Высокая частота переключений Низкие потери при переключениях и в проводниках Применимость к сетям напряжением 6—10—35 кВ Не требует ограничений Встроенный диод и драйвер для шлюзов
Конструкция преобразователя	Не чувствителен к кратковременным сбоям в питающем напряжении	Всего несколько элементов на низком напряжении Последовательно-параллельные соединения только на низком напряжении	Не чувствителен к кратковременным сбоям в питающем напряжении Подходит для последовательно-параллельных соединений на высоком напряжении
Конструктивные свойства элементов	Высокая и проверенная надежность Компактность	Модульное исполнение	Компактное и модульное исполнение Минимальное количество деталей, выполненных на номинальном напряжении

тают на предельной нагрузке почти все время.

Интерфейс управления устройством ДКИН организован через оптоволокну и устраняет любое влияние электромагнитных помех. Компактность выполнения устройства позволяет произвести замену вышедших из строя компонентов в пределах 2 ч.

Объектно-ориентируемый язык программирования Simulink легок в использовании при адаптации алгоритмов управления даже во время ввода в эксплуатацию персоналом на рабочем месте. Программирование основано на отборе желательных функций от встроенной библиотеки модулей и сборке их в заключительную структуру управления. Интерфейс пользователя через монитор компьютера и принтер обеспечивает легкое представление сигналов управления.

Дифференциальная токовая защита трансформатора или защита от тока короткого замыкания на стороне нагрузки потребителя не являются единственными функциональными защитами ДКИН.

Система управления и защиты может переключать ДКИН в обход, если это устройство стало недействующим, гарантируя таким образом непрерывную подачу энергии потребителю.

Промышленный компьютер служит как осциллограф, чтобы регистрировать и показывать различные режимы работы во время действия ДКИН.

Система управление ДКИН позволяет осуществлять:

- преобразование электрического сигнала в оптический;

- поддержание выбора заданного времени ограничений, требуемого устройством ДКИН;

- управление режимом КЗ;

- наблюдение и фиксацию параметров работы устройства ДКИН.

Динамический компенсатор искажений напряжения оборудован системой контроля провалов напряжения. Устройство хранит соответствующие данные входных/выходных напряжений, токов и параметров цепи

постоянного напряжения на диске, который можно просмотреть для дальнейшего анализа.

К монитору компьютера можно обращаться через Интернет. Система может быть приведена в готовность с помощью электронной почты или SMS в случае любых сбоев.

Эффективность устройства ДКИН в работе составляет более 98 %.

Гармоническое искажение от преобразователя источника напряжений до питающей нагрузки меньше, чем по требованиям стандарта IEEE 519. Гармонические воздействия практически не наблюдаются, и они не рассматриваются.

Предлагаемый к поставке ДКИН предназначен для защиты от трехфазных провалов напряжения до 35 % в энергосистеме и длительностью 200 мс. В случае более глубокого падения напряжения или с большей продолжительностью система продолжает устранять искажения напряжения в максимально возможной степени согласно характеристике устройства (рис. 13.29). Для провалов напряжения вне заданной спецификации устройство ДКИН поддерживает напряжение на

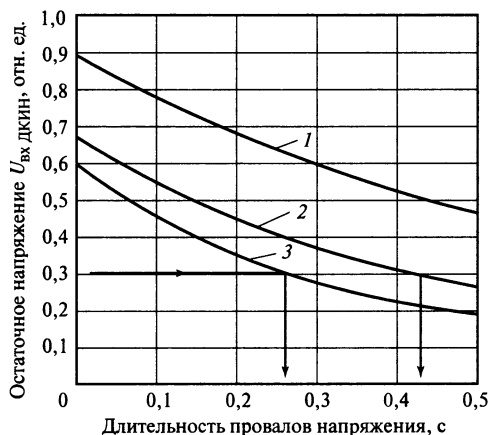


Рис. 13.29. Характеристики работы ДКИН напряжением 6—10 кВ:

1 — при однофазных провалах напряжения; 2 — при междуфазных провалах напряжения; 3 — при трехфазных провалах напряжения

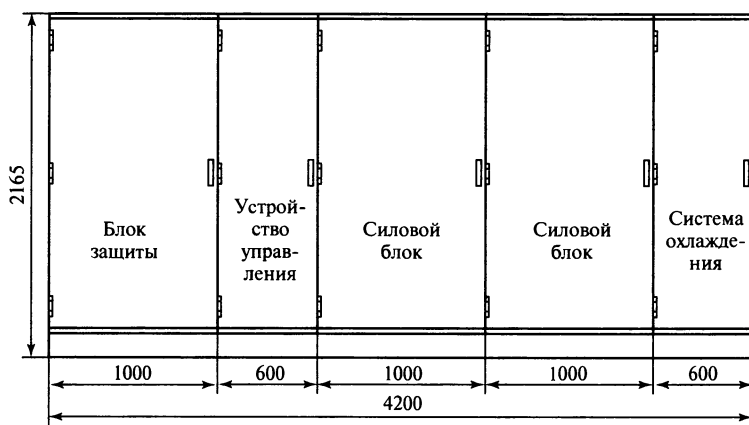


Рис. 13.30. Габаритные размеры (мм) отдельных составляющих устройства ДКИН мощностью 2,5 МВ · А напряжением 10 кВ

нагрузке на уровне напряжения меньшем номинального (100 %) [13.2].

На рис. 13.30 приведены габаритные размеры ДКИН мощностью 2,5 МВ · А напряжением 10 кВ.

Динамический компенсатор искажений напряжения обеспечивает:

полное восстановление после трехфазных провалов напряжения указанных уровней для специфической модели до номинального уровня;

максимальный уровень полного исправления трехфазных КНЭ, определенный для каждой модели. Например, ДКИН 30 % обеспечит исправление трехфазных КНЭ с остаточным напряжением до 70 % длительно до 30 с;

частичное исправление для КНЭ с остаточным напряжением 50 %, по крайней мере, в течение 30 с. Длительность корректировки однофазных КЗ на землю в 1,5 раза по времени выше, чем для трехфазных. Например, ДКИН обеспечит полную корректировку однофазных КЗ с остаточным напряжением до 55 % длительно до 30 с. Все модели ДКИН имеют непрерывное регулирование напряжения для трехфазных КНЭ к уровню 90 % и однофазных — к уровню 85 % номинального напряжения на нагрузке;

непрерывное регулирование напряжения к номинальному при трехфазных перенапряжениях до 110 % номинального напряжения поставки (расширенная модель ДКИН);

исправление симметричных трехфазных падений напряжения вплоть до 50 % и однофазных провалов до 70 % до уровня, определенного спецификой модели, не менее чем за 30 с. В табл. 13.3 показаны возможности исправления КНЭ к уровню 90, 95 и 100 % напряжения на нагрузке;

непрерывное регулирование трехфазных перенапряжений и скачков вплоть до 110 % номинального (расширенное регулирование модели ДКИН);

исправление несимметрии напряжения (со стороны сети);

ослабление дозы фликера в напряжении;

автоматическую компенсацию линейных падений напряжения.

13.7. РАСЧЕТ СРОКА ОКУПАЕМОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ ДКИН

Внедрение ДКИН позволяет устранить (уменьшить): брак продукции, повреждение оборудования, снижение производительности, срыв поставок, потерю клиен-

Таблица 13.7. Затраты от нарушения качества электроснабжения (долл./кВт установленной мощности) согласно EPRI

Производство или отрасль промышленности	Затраты от нарушений КЭ, долл./кВт (официальные данные EPRI)	
	минимальные	максимальные
Автомобильное производство	5,0	7,5
Производство каучука и пластмасс	3,0	4,5
Текстильная промышленность	2,0	4,0
Бумажная промышленность	1,5	2,5
Издательское производство	1,0	2,0
Нефтехимическая промышленность	3,0	5,0
Металлургическая промышленность	2,0	4,0
Стекольная промышленность	4,0	6,0
Горнодобывающая промышленность	2,0	4,0
Производство пищевых продуктов	3,0	5,0
Фармацевтическая промышленность	5,0	50,0
Электронная промышленность	8,0	12,0
Производство полупроводников	20,0	60,0
Коммуникации и информатика	1,0	10,0
Больницы, банки, гражданские учреждения	2,0	3,0

тов, травмы персонала, загрязнение окружающей среды.

Для предприятий ненамеченное время простоя — основная причина потери эффективности и производительности, а беспорядки электроснабжения — главный вкладчик. Составляющие ущерба от КНЭ определяются по формуле:

$$V_{\text{КНЭ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 + V_6,$$

где V_1 — потери производства (недовыпуск продукции); V_2 — отходы производства; V_3 — затраты на возобновление производства; V_4 — трудовые затраты производства; V_5 — затраты на поврежденное оборудование и ремонт; V_6 — другие затраты.

Экономическую эффективность внедрения устройств ДКИН в США и Канаде определяют путем оценки ущерба, пропорционального недоотпуску (браку) продукции, в размере 3—5 долл./кВт (для нефтехимической промышленности) установленной мощности для различных отраслей про-

мышленности и коммунальной сферы (табл. 13.7) [13.2].

Экономическую эффективность предлагаемых технических решений в Европе определяют путем оценки ущерба, пропорционального недоотпуску (браку) продукции, в размере 8—16 евро/(кВт·ч) (Börminck S., Schwab A.J. Ausfallkosten für Industries-unternehmen durch Stromversorgungsunterbrechungen // Institute für Electro-energiesysteme. Univ. Karlsruhe. 2002. Bd 101. № 12. S. 36—39) или оценкой затрат от нарушения электроснабжения по установленной активной мощности электрооборудования (см. табл. 13.7).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Существующий подход к решению проблем качества электрической энергии сосредоточен на старой системе взглядов по защите предприятий от 2—3 отключений электроэнергии в год, а не 20—30, как имеет место сейчас.

2. Анализ нарушений электроснабжения, происшедших на предприятиях и приведших к остановам основных производств, показал, что главными причинами нарушений являются кратковременные (длительностью 20—120 мс) посадки и провалы напряжений в энергосистемах. Так как ситуация не изменится в лучшую сторону в ближайшие 5 лет, то предприятиям надо самим решать эти проблемы. Для предприятий имеют место остановки производства и ущерб, связанный с низким качеством электроэнергии, отключением синхронных и асинхронных двигателей, преобразователей частоты, контакторов, пускателей, систем микропроцессорного управления и т.п.

3. Для обеспечения непрерывности технологического процесса, снижения ущерба от брака продукции предлагается внедрить динамические компенсаторы искажений напряжения, питающих потребители основных производств. Это обеспечит непрерывную работу основных механизмов в режимах кратковременных нарушений электроснабжения, даст снижение потерь и потребления электрической энергии, улучшение режимов работы СД и АД.

4. Назначение динамических компенсаторов искажений напряжения заключается в следующем:

обеспечении надежного и непрерывного электроснабжения потребителей за счет IGBT-, IGCT-преобразователей напряжения и вольтодобавочных трансформаторов в случае провалов и посадок напряжений в электрических сетях длительностью до 3 с;

фильтрации гармонических составляющих в питающем напряжении;

устранении несимметрии по фазам питающего напряжения в нормальных и аварийных режимах.

5. Областью применения ДКИН являются как распределительные устройства напряжением 0,4—6—10—35 кВ, имеющие двигательную и технологическую нагрузку, так и отдельные приемники электрической энергии, системы управления, высокочувствительные к КНЭ.

Динамические компенсаторы искажений напряжения выпускаются на входное напряжение 380; 480; 690 В; 6; 10; 13,8; 35; 38,5; 110; 150 кВ или нестандартное напряжение. Выпускаемые устройства ДКИН напряжением 380 В по мощности охватывают все существующие трансформаторные подстанции (от 25 до 6000 кВ · А), а напряжением 6 (10) кВ — существующие в России распределительные устройства с учетом фактического коэффициента их загрузки (от 1000 до 50 000 кВ · А).

6. По уровню компенсации входного напряжения различают:

ДКИН — 20; 30; 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения (соответственно $U_{ост} = 0,7; 0,6$ и $0,5$ отн. ед.) к $0,9U_{ном}$ и с компенсацией однофазных провалов напряжения ($U_{ост} = 0,35$ отн. ед.) к $0,9U_{ном}$;

ДКИН — 20; 30; 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения (соответственно $U_{ост} = 0,8; 0,7$ и $0,6$ отн. ед.) к $U_{ном}$;

ДКИН — 20; 30; 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения (соответственно $U_{ост} = 0,8; 0,7$ и $0,6$ отн. ед.) к $U_{ном}$ и удержанием всей нагрузки на номинальном напряжении в течение 200 мс при $U_{ост} = 0$;

ДКИН — 20; 30; 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения (соответственно $U_{ост} = 0,8; 0,7$ и $0,6$ отн. ед.) к $U_{ном}$ и удержанием всей нагрузки на номинальном напряжении в течение 1000—3000 мс;

ДКИН — 20; 30; 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения (соответственно $U_{ост} = 0,8; 0,7$ и $0,6$ отн. ед.) к $U_{ном}$, непрерывная корректировка напряжения до уровня ± 10 %, т.е. устранение как провалов, так и перенапряжений на вводе защищаемой нагрузки.

Модель ДКИН — 20 (30) % свидетельствует о том, что при трехфазных провалах напряжения на вводе с остаточным напряжением $U_{ост} = 0,7$ (0,6) отн. ед. на защища-

емой нагрузке будет $0,9U_{\text{ном}}$. При однофазных провалах напряжения и остаточном напряжении $U_{\text{ост}} = 0,35U_{\text{ном}}$ на защищаемой нагрузке будет $0,9U_{\text{ном}}$.

Вторая модификация устройств ДКИН — 20 (30) %, когда при трехфазных провалах напряжения с остаточным напряжением $U_{\text{ост}} = 0,8$ (0,7) отн. ед. на нагрузке будет $U_{\text{ном}}$.

Третья разновидность устройств ДКИН — 20 (30) % обеспечивает на нагрузке $U_{\text{ном}}$ при трехфазных провалах напряжения на вводе и остаточном напряжении $U_{\text{ост}} = 0,8$ (0,7) отн. ед., а также удержание нагрузки на номинальном напряжении в течение 200 мс при $U_{\text{ост}} = 0$ (для случая трехфазных КЗ).

Четвертая разновидность устройств ДКИН — 20 (30) % с компенсацией трехфазных провалов напряжения от уровня

$U_{\text{ост}} = 0,8$ (0,7) отн. ед. к уровню $U_{\text{ном}}$, кроме того, обеспечивает непрерывную корректировку напряжения ± 10 %, т.е. устраняет и провалы, и перенапряжения на вводе защищаемой нагрузки.

Следует отметить, что ДКИН — 30 % будет защищать и при более глубокой посадке напряжения, вызванной различными видами КЗ, согласно приведенным характеристикам.

7. Свыше 150 устройств ДКИН с 2000 г. поставлены компаниям Ford, GM, Lucent, Square D, Fort James, FSI, OTI, International Rectifier, KLA Tencor, Applied Materials, Nestle, Engines Inc., LTV Copperweld, Eaton и др. По оценкам зарубежных экспертов, стоимость и обслуживание динамических компенсаторов искажений напряжения (даже не говоря об их значительных технических преимуществах) в 3,8 раза ниже стоимости ИБП, что значительно сокращает срок их окупаемости.

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ ПОСТАВКИ ДКИН НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ ДЛЯ ЦРП-1

Организация:	ООО «Тобольскнефтехим»	Место нахождения:	Промзона
Тел./Факс		E-mail:	

1. Питающая сеть

1.1	Высокое напряжение, кВ	110
1.2	Среднее напряжение, кВ	10
1.3	Частота сети, Гц	50
1.4	Напряжение в точке подключения ДКИН, кВ	10
1.5	Данные трансформатора (мощность, ток короткого замыкания), МВ · А	63
1.6	Колебания напряжения, максимальные/минимальные (+, -), %	30/20
1.7	Максимальная мощность короткого замыкания в точке подключения ДКИН, МВ · А	273,5
1.8	Минимальная мощность короткого замыкания (требуется для расчета обратного воздействия на сеть), МВ · А	194,0
1.9	Колебания частоты максимум/минимум, %	+3/-3
1.10	Допустимое падение напряжения при пуске, %	5
1.11	Однолинейная схема электрических соединений	Представлена
1.12	Какие другие потребители уже подключены к распределительному устройству, какая их суммарная потребляемая мощность?	АД напряжением 380 В, преобразователи частоты

2. Требуемая компенсация падения напряжения на стороне нагрузки

2.1	Трехфазные провалы напряжения, %	20 + 30 +
2.2	Трехфазные провалы напряжения, другие требования	Нет
2.3	Однофазные провалы напряжения, %	50 +
2.4	Однофазные провалы напряжения, другие требования	Нет
2.5	Продолжительность трехфазных провалов напряжения, мс	200
2.6	Продолжительность трехфазных провалов напряжения, другие требования	Нет
2.7	Продолжительность однофазных провалов напряжения, мс	200
2.8	Продолжительность однофазных провалов напряжения, другие требования	Нет
2.9	Допустимая длительность провала напряжения, мс	200
2.10	Номинальная мощность защищаемой нагрузки, МВ · А	7,0
2.11	Коэффициент мощности, отн. ед.	0,8
2.12	Подключение	Звезда +

3. Условия окружающей среды и требования к оборудованию

3.1	Уровень загрязненности окружающей среды	Пыль
3.2	Степень защиты IP 32, IP 54, IP 00	IP 54
3.3	Температура окружающей среды, °C	5
3.4	Высота над уровнем моря, м	<1000
3.5	Требуется ли дополнительный входной коммутационный шкаф в комплекте с разводкой, предохранителями и выключателями для создания видимого разрыва?	Да +

3.6	Требуется ли входной контактор/выключатель (нужное выделить)	Да +
3.7	Требуется ли шунтирующий контактор/выключатель (нужное выделить)	Да +
3.8	Требуется ли интерфейс обмена данных Profibus или Modbus	Да +
3.9	Требуется ли модуль аналоговых выходов	Да +
3.10	Желаемое напряжение управления ($\sim 110/220$, $=110/220$), В	$=220$ В
3.11	Комплект запасных частей	Малый +

*Знак «+» означает положительный ответ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 13

13.1. Гуревич Ю.Е. Об упорядочении взаимоотношений энергоснабжающих организаций и промышленных потребителей в области надежности электроснабжения // Электрические станции. 1998. № 9. С. 31—35.

13.2. Taylor C.W. Performance of AC Motor Drives During Voltage Sags and Momentary Interruptions, EPRI PQ Commentary No. 3, December 1998.

13.3. Применение динамических компенсаторов искажений напряжения с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей / О.Н. Ивкин, Э.А. Киреева, В.М. Пупин, Д.В. Маркитанов // Главный энергетик. 2006. № 1. С. 28—38.

13.4. Куро Ж. Современные технологии повышения качества электроэнергии при ее передаче и распределении // Новости электротехники. 2005. № 1 (31). С. 22—26; № 2 (32). С. 26—30.

13.5. Абрамович Б.Н., Гульков Ю.В., Волошкин М.М. Электромагнитная совместимость оборудования на предприятиях по транспортировке и переработке нефти и газа при

наличии источников высших гармонических // Энергетика в нефтегазодобыче. 2005. № 1. С. 23—26.

13.6. Новости энергетики // Главный энергетик. 2005. № 11. С. 14—15.

13.7. Берх И.М., Мазуров М.И., Николаев А.В. Система векторного регулирования статического компенсатора СТАТКОМ // Изв. НИИПТ. 2003. № 59. С. 89—95.

13.8. Кузнецов В.Г., Шидловский А.К. Фильтросимметрирующие устройства для повышения качества электроэнергии в сетях // Электричество. 1976. № 2. С. 27—32.

13.9. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. Киев: Наукова думка, 1985.

13.10. Железко Ю.С. Влияние потребителя на качество электроэнергии в сети и технические условия на его присоединение // Промышленная энергетика. 1991. № 8. С. 39—42.

13.11. ГОСТ 13109—97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 1998.

Раздел 14

УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ПУСКА

14.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Прямой пуск электродвигателей напряжением 0,38 и 6 (10) кВ сопровождается 6—8-кратным начальным пусковым током, создающим ударный электромагнитный момент, передающийся через вал двигателя на приводимый в движение механизм. В течение 1,5—2 с этот момент содержит апериодическую составляющую и вынужденную составляющую в виде знакопеременного момента с амплитудой 2,5—4 номинального момента электродвигателя. Знакопеременный момент вызывает вибрации как электродвигателя, так и приводимого им в движение механизма. Возникающие большие знакопеременные электродинамические усилия в обмотке статора приводят к смещению проводников друг относительно друга. В результате ударные нагрузки приводят к разрушению и пробоев изоляции обмоток статора электродвигателей, перегоранию межкатушечных соединений, обгоранию выводных концов, поломкам валов, соединительных муфт, редукторов и другим неполадкам. Предприятия несут большие убытки, связанные с ремонтом вышедшего из строя оборудования, нарушается ритмичность производства и снижается выпуск готовой продукции.

Для исключения указанных негативных последствий прямого пуска электродвигателей в последние 10—15 лет активно внедряются устройств плавного пуска (УПП), для сравнения которых использованы:

технические характеристики устройств плавного пуска напряжением 6 (10) кВ, производимые компанией «Solcon Industries Ltd»;

технические характеристики устройств плавного пуска напряжением 6 (10) кВ, выпускаемые ОАО ВНИИР;

технические характеристики устройств плавного пуска напряжением 6 (10) кВ, выпускаемые ОАО ЧЭАЗ.

14.2. ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО ПУСКА

Для повышения экономичности работы синхронных и асинхронных двигателей, используемых для привода вентиляторов, насосов и других механизмов, пускаемых на холостом ходу, все большее применение находят устройства плавного пуска двигателей.

Внедрение плавного пуска синхронных (СД) и асинхронных (АД) двигателей высокого напряжения:

увеличивает надежность работы агрегатов двигатель—механизм. Плавный пуск и останов двигателя увеличивают срок службы приводных систем, предотвращают удары в трансмиссиях и соприкасающихся частях механизмов. Таким образом, снижается время простоев, связанных с осмотром и ремонтом оборудования, и увеличивается срок его службы;

улучшает характеристики разгона-торможения привода за счет пуска по выбранной кривой. В случае высокой фрикционной нагрузки в механизме возможно применение «толчкового» пуска;

улучшает защиту электродвигателя. Устройство плавного пуска защищает электродвигатель от перегрузки, факта обрыва (потери) входной или выходной фазы, блокирования ротора, короткого замыкания, пониженного и повышенного напряжения,

пониженной и повышенной частоты сети, неправильной последовательности фаз, недогрузки;

обеспечивает защиту самого УПП от пробоя тиристоров, перегрева радиатора, скачков напряжения;

способствует организации автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП). Устройство плавного пуска имеет прямой и реверсный режимы, программируемые входы-выходы. В управляющей системе УПП используется специализированный микроконтроллер, в котором сигналы обрабатываются в цифровом виде, что исключает проблемы неустойчивости при обработке сигналов в аналоговом виде и обеспечивает их высокую точность. Управляющая плата изготовлена по технологии «монтаж на поверхности», что увеличивает надежность системы;

повышает оперативность ремонта агрегатов за счет идентификации на дисплее неисправностей и текущего состояния устройства;

снижает пусковые токи до уровня номинальных. Следствие этого — исключение вредного воздействия этих токов на питающую сеть.

Неблагоприятное воздействие ударных пусковых моментов сокращает гарантированный срок службы агрегатов. По известным данным, каждый пуск центробежного компрессора типа К-250 или К-500 с электродвигателями мощностью 1600 и 3150 кВт сокращает срок службы агрегата на 50 ч, а более мощных агрегатов — до 200 ч. Поэтому изготовители электродвигателей напряжением 6 (10) кВ и приводимых ими в движение механизмов ограничивают число пусков до 50—60 в год, из-за чего компрессорные агрегаты останавливаются крайне редко, что приводит к неоправданному расходу электроэнергии. Остановка в ночное время на 8 ч, а также в выходные и праздничные дни компрессора типа К-250 дает годовую экономию электроэнергии свыше 3,5 млн кВт·ч (или в зависимости от стоимости электроэнергии в регионе не менее 3 млн руб. в год).

Разработкой и производством устройств плавного пуска электродвигателей в СССР занимались институт ВНИИР и завод ЧЭАЗ (г. Чебоксары), а также Харьковский электромеханический завод, которые после распада СССР продолжали эту работу уже отдельно. Ученые и инженеры этих предприятий работают в фирмах-производителях УПП: ОАО ВНИИР (г. Чебоксары), ОАО ЧЭАЗ (г. Чебоксары) и компании «Solcon Industries Ltd» (Израиль).

14.3. УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ПУСКА ПРОИЗВОДСТВА ОАО ВНИИР

Наибольшие успехи в продвижении и совершенствовании разработки УПП имеют ученые и инженеры ОАО ВНИИР, которые в зависимости от нагрузочной характеристики приводимого механизма предложили два исполнения устройств:

безударного пуска вентильных двигателей с вентиляторным механизмом (УБПВД-В), предназначенное для пуска асинхронных и синхронных электродвигателей механизмов с «вентиляторной» характеристикой нагрузочного момента (центробежные насосы, компрессоры, вентиляторы);

безударного пуска вентильных двигателей синхронное (УБПВД-С), используемое для плавного запуска синхронных электродвигателей и механизмов с большими статическими нагрузками и инерционными массами (мельницы, вентиляторные установки, эксгаустеры и т.п.).

Для исключения только ударных нагрузок применяются устройства типа УБПВД-В. При этом пусковой ток в конце разгона достигает 2,5 номинального тока двигателя. Если нужно ограничить ударные нагрузки и обеспечить значение пускового тока на уровне не более 1,0—1,5 номинального тока двигателя (например, при питании от источника ограниченной мощности), рекомендуется применять более сложное и дорогое устройство УБПВД-С.

Устройство безударного пуска и регулирования частоты вращения СД напряжением 6 (10) кВ типа УБПВД-С

Устройство УБПВД-С предназначено для осуществления частотного пуска синхронных электродвигателей, используемых в качестве привода исполнительных механизмов с тяжелыми условиями пуска, таких как шаровые мельницы, турбокомпрессоры мощностью от 1600 кВт, вентиляторы с большими инерционными массами, насосы-компрессоры со значительным начальным моментом сопротивления. Устройство выполнено по схеме с зависимым тиристорным инвертором тока и обеспечивает пусковой ток запускаемого электродвигателя, не превышающий 1—1,5 его номинального тока. Двухконтурная система регулирования устройства осуществляет пуск в широком интервале времени пуска с формированием требуемой траектории разгона.

На рис. 14.1 приведена упрощенная электрическая схема устройства УБПВД-С, которое включает в себя трехфазный токоограничивающий реактор *ТОР*, трехфазный тиристорный выпрямитель высокого напряжения *В*, сглаживающий реактор *СР* и зависимый тиристорный инвертор *И*. Цифровая система управления устройства выполнена на основе сигнального процессора.

Устройством УБПВД-С электродвигатель *СД* запускается в режиме регулирования частоты с включенным возбуждением.

До частоты 5 Гц осуществляется принудительная коммутация тириستоров инвертора *И* прерыванием тока тиристорами выпрямителя *В*. В дальнейшем электродвижущая сила (ЭДС) электродвигателя становится достаточной для коммутации тиристоров инвертора и последний переходит в режим естественной коммутации.

Устройство УБПВД-С обеспечивает максимальную надежность и качество при эксплуатации агрегата двигатель—механизм вследствие наличия защит от недостаточного для разгона электродвигателя пускового тока, короткого замыкания в системе, электрической перегрузки в системе, превышения напряжения, обрыва фазы, неправильного чередования фаз, провалов напряжения в сети. В устройстве УБПВД-С реализованы функции логического контроллера и программного задания настроек параметров устройства. Пользователь может осуществлять программную коррекцию регуляторов, выбирать кривую пуска, ограничение тока, время разгона, аварийный останов и формировать траекторию торможения. Устройство УБПВД-С легко встраивается в разработанную систему поочередного пуска электродвигателей, выполненную на базе промышленного контроллера. Алгоритмические решения дискретного и параметрического управления насосными агрегатами в функции давления в трубопроводе и отличительные особенности устройства УБПВД-С являются оптимальными для применения в системах

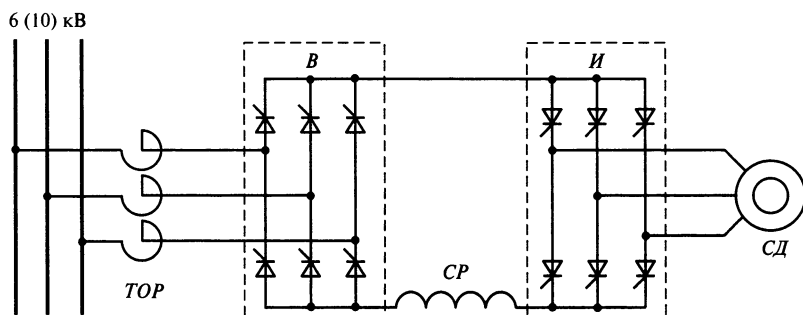


Рис. 14.1. Электрическая схема устройства УБПВД-С

Таблица 14.1. Классификация устройств УБПВД-С

Тип устройства	Номинальное напряжение, В	Максимальная мощность запускаемого СД, кВт	Номинальный ток, А
УБПВД-С-6-200 УХЛ4	6	1600	200
УБПВД-С-6-500 УХЛ4		4000	500
УБПВД-С-6-800 УХЛ4		6300	800
УБПВД-С-6-1250 УХЛ4		10 000	1250
УБПВД-С-10-200 УХЛ4	10	2500	200
УБПВД-С-10-500 УХЛ4		6300	500
УБПВД-С-10-800 УХЛ4		10 000	800
УБПВД-С-10-1250 УХЛ4		12 500	1250

плавного пуска и регулирования насосных агрегатов.

Устройства УБПВД-С (табл. 14.1) могут использоваться для регулирования частоты вращения СД в диапазоне скоростей от 15 до 100 %, при этом используется конструктивное исполнение устройства с усиленным охлаждением силовых модулей. Электродвигатель должен иметь запас по мощности 20—25 % по отношению к мощности, требуемой механизмом. Дополнительное охлаждение в этом случае необходимо для электродвигателей механизмов с нагрузочным моментом, не зависящим от частоты вращения (шаровые мельницы, нагруженные конвейеры и другие механизмы). Система регулирования частоты вращения на базе устройства УБПВД-С с зависимым инвертором тока, в котором используются тиристоры с фазовым управлением, в 3—5 раз дешевле преобразователей частоты на базе IGBT- или IGCT-приборов.

Применение системы автоматического управления с УБПВД-С в режиме регулирования частоты вращения обеспечивает:

снижение энергопотребления при переменном графике нагрузки насосных установок до 30 %;

снижение аварийности систем трубопроводов за счет стабилизации давления и исключения гидроударов;

повышение надежности работы оборудования насосных установок вследствие значительного сокращения количества пус-

ков насосных агрегатов, а также отказа от использования запорной арматуры в качестве регулирующей;

повышение качества продукта, получаемого на регулируемых агрегатах.

Устройство безударного пуска и регулирования частоты вращения СД типа УБПВД-В

Устройство УБПВД-В предназначено для безударного плавного пуска АД и СД напряжением 6 (10) кВ, используемых для привода механизмов с «вентиляторной» [пропорциональной квадрату (а точнее, степени в диапазоне 2—3) частоты вращения] характеристикой нагрузочного момента (центробежные компрессоры, насосы, вентиляторы, дымососы, эксгаустеры и др.). Устройство выполнено по принципу тиристорного регулятора напряжения (рис. 14.2) и обеспечивает ограничение скорости нарастания и значения пускового тока электродвигателя M изменением углов отпирания тиристоров $T1$ — $T6$ через систему импульсно-фазового управления СИФУ.

В течение заданного времени пуска электродвигателя происходит плавное нарастание напряжения на обмотках статора от нуля до номинального значения. Пусковой ток увеличивается плавно с заданным токоограничением, не создавая ударных электромагнитных моментов, отрицательно сказывающихся на электродвигателе и механизме.

Таблица 14.2. Классификация устройств УБПВД-В

Тип устройства	Номинальное напряжение, В	Максимальная мощность запускаемого СД, кВт	Номинальный ток, А	Максимальный ток главных цепей в течение не более 60 с, А
УБПВД-В-6-125 УХЛ4	6; 6,3; 6,6	1000	125	350
УБПВД-В-6-250 УХЛ4		2000	250	750
УБПВД-В-6-400 УХЛ4		3150	400	1400
УБПВД-В-6-630 УХЛ4		5000	630	1800
УБПВД-В-6-800 УХЛ4		6300	800	2500
УБПВД-В-6-1250 УХЛ4		10 000	1250	3400
УБПВД-В-10-125 УХЛ4	10	1600	125	350
УБПВД-В-10-250 УХЛ4		3150	250	750
УБПВД-В-10-400 УХЛ4		5000	400	1400
УБПВД-В-10-630 УХЛ4		8000	630	1800
УБПВД-В-10-800 УХЛ4		12 500	800	2500

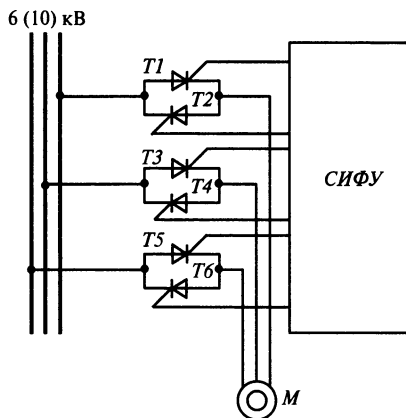


Рис. 14.2. Схема устройства УБПВД-В

В устройствах УБПВД-В (табл. 14.2) предусмотрены четыре регулируемые, программно выбираемые уставки начального токоограничения с равномерной шкалой от $1,0I_{\text{ном}}$ до $4,0I_{\text{ном}}$, что обеспечивает возможность запуска посредством одного устройства нескольких электродвигателей разной мощности.

В УБПВД-В предусмотрена связь по интерфейсу RS 485 для возможности дистанционного управления от АСУ ТП, что обеспечивает максимально улучшенные эксплуатационные характеристики устройства.

Устройства УБПВД-В изготавливаются в двух конструктивных вариантах шкафов шириной 1500 (1875) и 750 мм. Компактный вариант шириной 750 мм рекомендуется использовать при отсутствии свободных площадей на действующих установках.

Устройство УБПВД-В имеет следующие виды защит:

максимально-токовую от превышения заданного значения пускового тока и коротких замыканий;

времятоковую от перегрузки силовых тиристоров;

от затягивания времени пуска электродвигателя;

от неполнофазного пуска и недопустимой асимметрии фазных токов;

от неисправности тиристоров главных цепей.

14.4. СИСТЕМА БЕЗУДАРНОГО ПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ НА БАЗЕ УСТРОЙСТВ УБПВД

В целях улучшения эксплуатационных характеристик, снижения затрат при работе УПП разработана и успешно эксплуатируется система безударного пуска (СБП) нескольких электродвигателей, подключен-

ных к одной или нескольким секциям шин, от одного устройства УБПВД. Система безударного пуска позволяет осуществлять прямой и поочередный безударный пуск любого электродвигателя под управлением контроллера, который исключает возможность аварийных ситуаций, связанных с ошибочными действиями оперативного персонала. Применение СБП позволяет получить существенную экономию по сравнению с вариантом запуска каждого электродвигателя от индивидуального устройства УБПВД. Например, при запуске четырех электродвигателей использование СБП обеспечивает сокращение затрат на плавный пуск одного электродвигателя почти в 3 раза.

Система безударного пуска работает по командам с пульта управления и местного поста управления агрегатами. Контроллер выполняет необходимую последовательность пусковых операций, требуемые законы нарастания тока и разгона электродвигателя, необходимые защиты и блокировки. На мнемосхеме, расположенной на

пульте управления, отражается текущее состояние выключателей высокого напряжения и электродвигателей, а на дисплее — рекомендации для персонала, осуществляющего пуск. Пульт управления снабжен жидкокристаллическим индикатором (ЖКИ-дисплеем) с клавиатурой и светодиодной мнемосхемой, сенсорной панелью оператора с цветным дисплеем или персональным компьютером.

Все происходящие в СБП события, в том числе изменения состояния коммутационных аппаратов и срабатывания защит, фиксируются в памяти пульта управления и могут быть выведены на экран в текстовом виде с указанием времени появления события, что позволяет быстро определить причины отключения, найти неисправность в системе и устранить ее.

Система безударного пуска может осуществлять поочередный пуск практически любого количества электродвигателей от одного устройства УБПВД в пределах одного распределительного устройства (РУ) напряжением 6 (10) кВ (рис. 14.3).

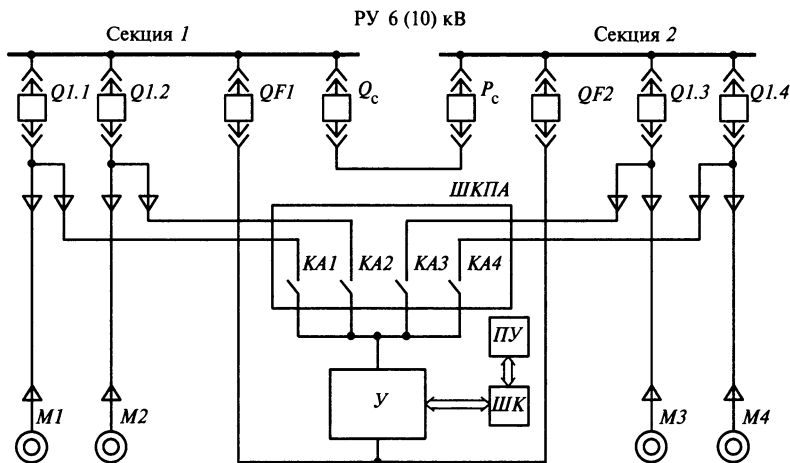


Рис. 14.3. Однолинейная схема системы безударного пуска на базе УБПВД-В:

У — устройство безударного пуска УБПВД-В; M1—M4 — запускаемые электродвигатели; Q1.1—Q1.4 — рабочие выключатели напряжением 6 (10) кВ; QF1, QF2 — пусковые выключатели напряжением 6 (10) кВ; KA1—KA4 — пусковые коммутационные аппараты (разъединители с моторным приводом, контакторы или выключатели); ШКПА — шкаф коммутационный пусковой автоматики на базе программируемого контроллера; ПУ — пульт управления; Qc — секционный выключатель; Pc — секционный разъединитель; ШК — шкаф контроллера

Безударный пуск двигателя $M1$ (когда выполнены предпусковые условия, на дисплее появилась информация «Пуск разрешен», оператор нажатием кнопки «Пуск» активизировал алгоритм безударного пуска двигателя $M1$) происходит в следующей последовательности:

включается коммутирующий аппарат $КА1$ и двигатель $M1$ подключается к выходу устройства $У$;

включается головной выключатель $QF1$ и устройство $У$ подключается к секции 1 сборных шин, производится самотестирование элементов силовой цепи устройства УБПВД-В под рабочим напряжением. При положительном результате теста отпираются тиристоры устройства $У$ и начинается разгон двигателя;

по окончании разгона пусковой ток снижается до значения, определяемого фактической нагрузкой двигателя; включается рабочий выключатель $Q1.1$, запираются тиристоры и устройство $У$ выключателем $QF1$ отключается от секции 1. Так же отключается коммутирующий аппарат $КА1$.

На этом процесс пуска завершается, а СБП готова к пуску следующего двигателя. На рис. 14.4 приведена схема СБП на базе устройства УБПВД-С, используемая для поочередного пуска шести мельничных агрегатов.

Контроллер, управляющий системой пуска, принимает команду на пуск заданного электродвигателя и включает его возбуждатель. Далее последовательно включаются аппараты $ВК$, соответствующий двигателю разъединитель $РВУ$ и головной выключатель QF . После подтверждения их включения и при наличии тока возбуждения двигателя контроллер выдает команду на пуск мельницы в систему управления преобразователем частоты. Система управления анализирует состояние преобразователя частоты, в том числе исправность тириستоров и состояние защит, обеспечивает пуск электродвигателя до синхронной частоты вращения. При достижении двигателем синхронной частоты вращения и минимизации разности фаз между напряжением сети и ЭДС двигателя устройство

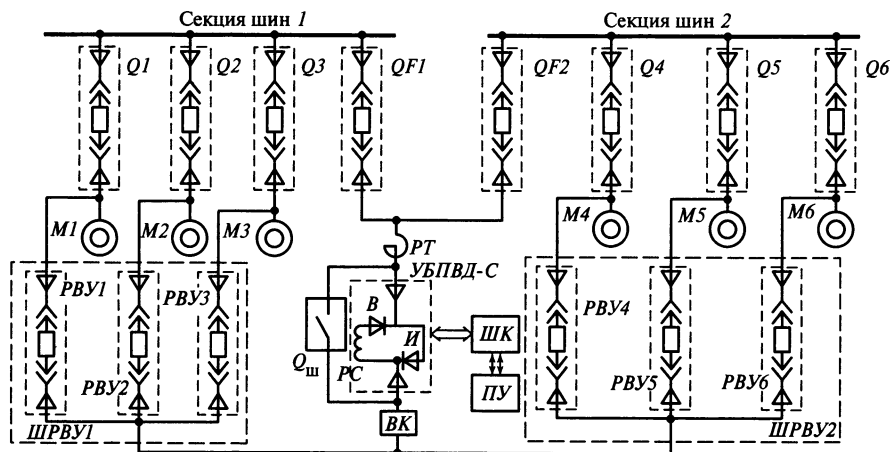


Рис. 14.4. Однолинейная схема СБП шести мельничных агрегатов на базе УБПВД-С:

$M1—M6$ — запускаемые электродвигатели; $Q1—Q6$ — рабочие выключатели ячейки; $QF1—QF2$ — пусковые головные ячейки для подключения устройства УБПВД-С к секции шин, от которой питается запускаемый электродвигатель; $PBU1—PBU6$ — разъединители с моторным приводом, устанавливаемые в шкафах ШРВУ1, ШРВУ2; $РТ$ — реактор токоограничивающий; $РШ$ — реактор сглаживающий; $ВК$ — выключатель, обеспечивающий бестоковую коммутацию разъединителей в шкафах ШРВУ1, ШРВУ2; $Q_{ш}$ — шунтирующий выключатель; $ШК$ — шкаф контроллера; $ПУ$ — пульт управления; $В$ — выпрямитель; $И$ — инвертор

УБПВД-С шунтируется выключателем $Q_{ш}$, подключая двигатель через токоограничивающий реактор к сети. После втягивания двигателя в синхронизм включается соответствующий рабочий выключатель и двигатель подключается к сети напрямую.

Участвовавшие в пуске аппараты отключаются в следующем порядке: головная ячейка QF , выключатели BK и $Q_{ш}$ и последним разъединитель PBV . Системы безударного пуска имеют следующие преимущества перед аналогичными системами других изготовителей:

повышенное удобство обслуживания ввиду расположения в выкатных силовых блоках тиристоров устройства УБПВД;

испытание и наладка устройства производятся совместно с СД и АД на испытательной базе предприятия, что значительно снижает время, необходимое для наладочных работ, и повышает надежность;

дизайн элементов СБП соответствует современным требованиям.

Системы безударного пуска выполнены с применением высокопроизводительных сигнальных процессоров, передовой технологии поверхностного монтажа и обеспечивают:

возможность формирования траектории разгона и торможения электродвигателя;

реализацию гибких алгоритмов управления;

широкий набор функций управления и максимально удобный пользовательский интерфейс, использующий графический дисплей, функциональную клавиатуру управления, светодиодную диагностику;

удаленный доступ к устройству по высокопроизводительному интерфейсу RS 485, что позволяет использовать СБП в составе АСУ ТП;

оценку влияния системы плавного пуска на энергосистему предприятия посредством использования функции цифрового осциллографа;

качественный и количественный анализ работоспособности агрегатов и механизмов с использованием осциллограмм пусков и

журнала регистрации событий (дата последнего пуска, максимальный ток последнего пуска, общее время разгона, общее количество пусков);

широкий набор функциональных защит.

Опыт эксплуатации СБП на кустовых и дожимных насосных станциях, насосных станциях водоканалов, компрессорных станциях доказал важность применения систем СБП для четырех синхронных электродвигателей мощностью 8 МВт на напряжение 10 кВ. Окупаемость систем безударного пуска электродвигателей не превышает 1,5 года.

Разработанные ОАО ВНИИР дистанционно управляемые разъединители серии РВУ (сертификат соответствия № ССВЭ RU.M064.H.00857) и малогабаритное (750×1100×2200 мм) устройство УБПВД-В позволили существенно уменьшить стоимость и габариты СБП.

Разъединитель с габаритными размерами 406×748×360 мм заменяет ячейку типа камера сборная одностороннего обслуживания (КСО) с вакуумным контактором КВТ10-4-400 и двумя разъединителями типа РВУ размерами 750×2200×1100 мм. В результате для размещения коммутационной пусковой аппаратуры систем четырех электродвигателей вместо площади 3,3 м² требуется 1,375 м² (без учета коридора обслуживания). От двух до четырех разъединителей монтируются в шкафу ШРВУ с габаритами 1250×1100×2200 мм. Это особенно важно при модернизации и размещении системы безударного пуска в блок-контейнерах. Стоимость коммутационной аппаратуры уменьшается в 1,5 раза.

В ОАО ВНИИР разработана цифровая компьютерная модель системы безударного пуска, с помощью которой могут быть получены основные характеристики процесса разгона электродвигателя: пусковой ток, вращающий момент, время разгона. Полученные результаты моделирования позволяют выбрать оптимальные пусковой ток и время разгона, а заказчику убедиться в эффективности предлагаемой системы безударного пуска. Пример результата

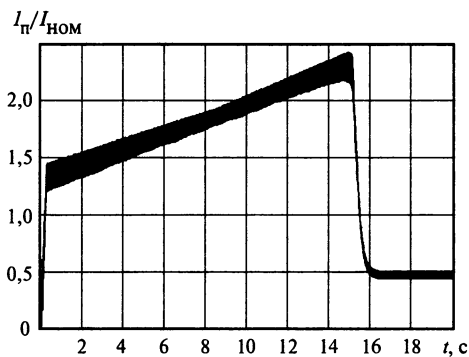


Рис. 14.5. Осциллограмма пусковых токов АД

моделирования пуска агрегата с электродвигателем напряжением 6 кВ приведен на рис. 14.5.

Как видно из приведенной осциллограммы, нарастание пускового тока до тока трогания, равного 1,33 номинального, происходит без удара за время 0,3 с, дальнейший рост тока до 2,4 номинального в течение 10 с осуществляется линейно с небольшой скоростью, что также исключает возникновение ударных нагрузок.

ОАО ВНИИР обеспечивает квалифицированное обслуживание СБП во время эксплуатации, проводит обучение технического персонала. Программа обучения предусматривает ознакомление с теоретическими основами использования силовой полупроводниковой техники для управления пуском, остановом и регулированием частоты вращения синхронных и асинхронных электродвигателей на базе устройств УБПВД-В и УБПВД-С, СБП. Пользователи получают необходимые сведения по вводу в эксплуатацию и обслуживанию СБП, а также приобретают практические навыки работы с устройствами и системами безударного пуска.

14.5. УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ПУСКА КОМПАНИИ «SOLCON INDUSTRIES LTD»

Компания «Solcon Industries Ltd» выпускает цифровое устройство плавного пуска напряжением до 1 кВ типа RVS-DN, разработанное для использования со стандартными трехфазными асинхронными

двигателями с короткозамкнутым ротором, и устройство типа HRVS-DN напряжением 6, 10 и 13,8 кВ. Устройство типа HRVS-DN представляет собой сложное и высоконадежное устройство плавного пуска, разработанное для использования со стандартными трехфазными асинхронными электродвигателями высокого напряжения с короткозамкнутым ротором.

Второе поколение цифровой микропроцессорной техники предоставляет уникальные возможности по управлению насосом, надежной защите электродвигателя и получению информации с аналогового выхода (опция).

Устройство RVS-DN обеспечивает оптимальный способ снижения тока и момента во время пуска двигателя, запускает двигатель путем подачи на него медленно нарастающего напряжения, обеспечивая мягкий пуск и плавный разгон с минимальным током, необходимым для запуска двигателя (рис. 14.6).

Плата последовательной связи RS 485 с протоколом Modbus обеспечивает полное управление (пуск, останов, альтернативную настройку, команды и т.д.) и получение информации. К управляющему компьютеру можно подключить до 32 устройств RVS-DN с помощью экранированной витой пары проводов.

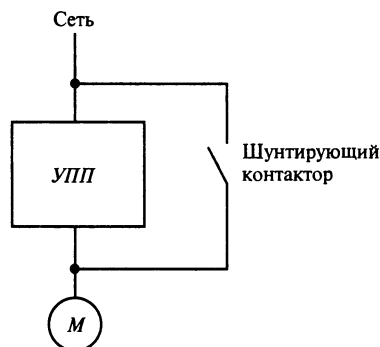


Рис. 14.6. Схема подключения устройства типа RVS-DN:

УПП — устройство плавного пуска; М — электродвигатель

Устройство RVS-DN рассчитано на работу при следующих условиях:

максимальной температуре окружающего воздуха $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$;

максимальном пусковом токе — $400\% I_{\text{ном}}$ электродвигателя;

максимальном времени пуска — 30 с (при $400\% I_{\text{ном}}$ электродвигателя);

максимальном количестве пусков в час — четыре пуска в час при максимальных условиях, до 60 пусков в час при небольшой нагрузке.

Для питания цепей управления можно заказать следующие напряжения:

220—240 В (колебания допускаются в пределах от $+10\%$ до -15% , 50/60 Гц);

110—120 В (колебания допускаются в пределах от $+10\%$ до -15% , 50/60 Гц);

110 В постоянного тока для типоразмеров В—Е (по специальному заказу).

Напряжение входов управления (пуск, останов и т.д.) 24—240 В постоянного или переменного тока (по специальному заказу).

Устройство RVS-DN может работать в диапазоне температур от -10 до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Относительная влажность внутри шкафа не должна превышать 95% без конденсата.

Рассеиваемое устройством RVS-DN тепло соответствует примерно $3I_{\text{ном}}$ (трехкратному значению номинального тока) в ваттах. Например, для электродвигателя на 100 А рассеиваемая мощность соответствует примерно 300 Вт. Нагрев внутреннего пространства корпуса может быть уменьшен следующими способами: дополнительной вентиляцией или применением шунтирующего контактора. При нормальных условиях эксплуатации тепло, рассеиваемое устройством RVS-DN, приводит к нагреву корпуса и потерям энергии. Нагрев и потери можно уменьшить при использовании шунтирующего контактора, который шунтирует RVS-DN по окончании разгона, при этом ток электродвигателя проходит через контактор (рис. 14.7). Функции защиты, обеспечиваемые RVS-DN, сохраняются, за исключением токовой защиты, поскольку ток не проходит через внутренние трансформаторы тока RVS-DN после замыкания шунтирующего контактора. Имеется возможность сохранения функций токовой защиты после замыкания шунтирующего контактора. Дополнительный набор зажимов может быть установлен на стороне сети после трансформаторов тока.

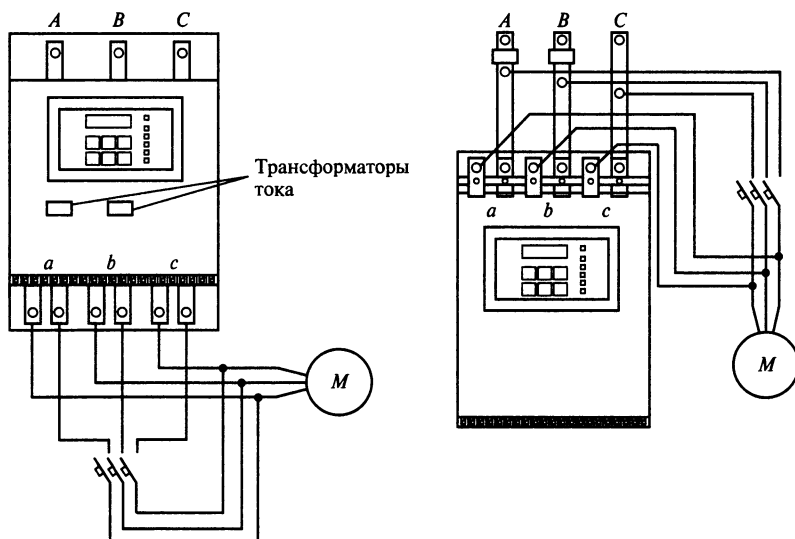


Рис. 14.7. Схема подключения RVS-DN с шунтирующим контактором

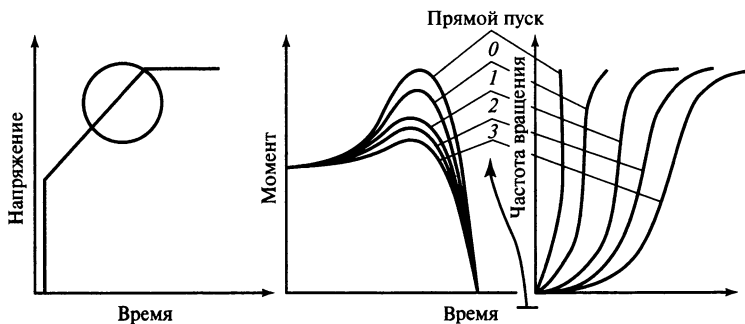


Рис. 14.8. Кривые пуска, реализуемые устройством RVS-DN

Асинхронные двигатели развивают при пуске момент, в 2—3 раза превышающий номинальный. В некоторых установках УПП насосных агрегатов этот момент приводит к броску давления в магистральных трубах. Устройство RVS-DN позволяет реализовать четыре различные пусковые характеристики:

кривая пуска 0 — стандартная (принята по умолчанию), наиболее стабильная и универсальная кривая, предотвращающая затынутый пуск и перегрев электродвигателя;

кривые пуска 1, 2, 3 — при разгоне, перед достижением пикового момента, программа управления насосом автоматически снижает напряжение для уменьшения броска момента (рис. 14.8).

Обратная связь от тахометра обеспечивает линейную кривую разгона по датчику обратной связи. Можно выбрать один из 12 уровней коэффициента усиления для замкнутой системы управления пуском и остановом.

Импульсный пуск используется для пуска нагрузки с большим моментом трогания, требующим высокий пусковой момент в течение короткого времени. Импульс достигает примерно 80 % $U_{ном}$ (рис. 14.9) без ограничения тока для начала движения механизма.

Длительность импульса настраивается в диапазоне 0,1—1 с. После этого импульса напряжение снижается до начального, а

затем плавно повышается до номинального в соответствии с заданными параметрами.

Начальное напряжение определяет начальный пусковой момент (момент прямо пропорционален квадрату напряжения). Диапазон начального напряжения 10—50 % $U_{ном}$ (при необходимости может быть расширен производителем) (рис. 14.10).

Настройка по рис. 14.10 определяет бросок тока и механический удар. Слишком высокая установка (более 50 %) может привести к значительным механическим ударам и броскам тока, так как установка начального напряжения имеет более высокий приоритет по сравнению с установкой ограничения тока (даже при малой величине ограничения тока). Слишком низкий параметр начального напряжения может привести к задержке начала вращения двигателя. Как правило, это напряжение устанавливается так, чтобы двигатель начал вращаться сразу после подачи команды пуска.

Ограничение тока определяет максимальный ток двигателя при пуске. Диапазон составляет 100—400 % тока полной нагрузки. Слишком высокая установка (более 300 %) приведет к потреблению большего тока от сети и более быстрому разгону. Слишком низкая установка (менее 150 %) не позволит завершить процесс пуска и достичь номинальной частоты вращения. Параметр выбирается так, чтобы предотвратить «застывание» двигателя при пуске. Ограничение тока не действует

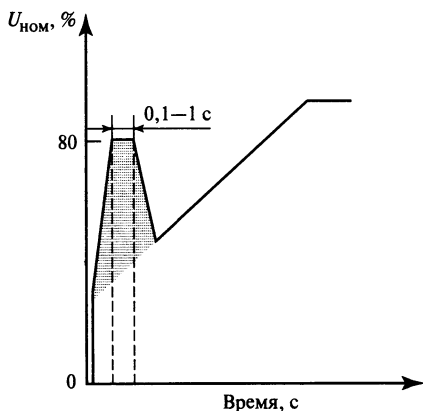


Рис. 14.9. Импульсный пуск электродвигателя с помощью устройства RVS-DN

при работе на полном напряжении и при плавном останове.

Время разгона определяет время нарастания напряжения до номинального. Диапазон времени установлен в пределах 1—30 с. Рекомендуется устанавливать время разгона на минимально приемлемое значение (5 с) и иметь в виду следующее:

1. Если в процессе пуска будет достигнуто установленное ограничение тока, время пуска будет больше установленного.

2. Если двигатель достигнет полной номинальной частоты вращения до достижения напряжением номинального значения, время разгона будет сокращено и напряжение будет быстро доведено до номинального.

3. Кривые пуска 1, 2, 3 (см. рис. 14.8) не допускают быстрого роста напряжения.

Кривые торможения используются для механизмов типа насос и предупреждают гидравлический удар при останове механизма. В насосных агрегатах момент нагрузки снижается пропорционально квадрату частоты вращения, поэтому при снижении напряжения снижается момент и двигатель плавно останавливается.

Могут быть выбраны следующие кривые останова:

кривая останова 0 (см. рис. 14.8) — стандартная, когда напряжение линейно снижается от номинального до 0;

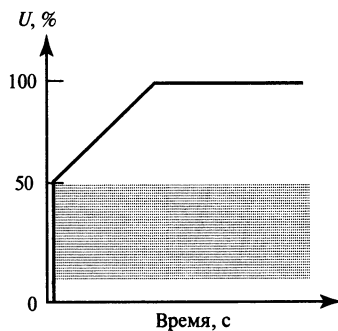


Рис. 14.10. Кривая напряжения при пуске двигателя от устройства RVS-DN

кривые останова 1, 2, 3 (см. рис. 14.8) используются в некоторых насосных установках, имеющих высокое давление, а определенная часть момента нагрузки является постоянной и не снижается вместе с частотой вращения.

Возможны случаи, когда при уменьшении напряжения момент двигателя резко падает ниже момента нагрузки, а не снижается плавно, тогда происходит гидравлический удар и возможно повреждение обратного клапана. Торможение механизмов по кривым 1, 2 и 3 предотвращает гидравлический удар путем изменения напряжения таким образом, что момент уменьшается плавно.

Время замедления используется для управляемого изменения разгона нагрузки с большим коэффициентом трения и определяет время снижения напряжения двигателя. Стандартный диапазон для устройства RVS-DN 1—30 с.

В устройствах RVS-DN имеется режим экономии энергии, который включается при длительном режиме работы двигателя с малой нагрузкой. Напряжение питания уменьшается (снижая интенсивность вращения поля), что приводит к уменьшению реактивного тока и снижению потерь в меди и стали (рис. 14.11).

При использовании режима экономии энергии необходимо учитывать возрастание гармонических искажений. При максимальных настройках режима 5-я гармоника

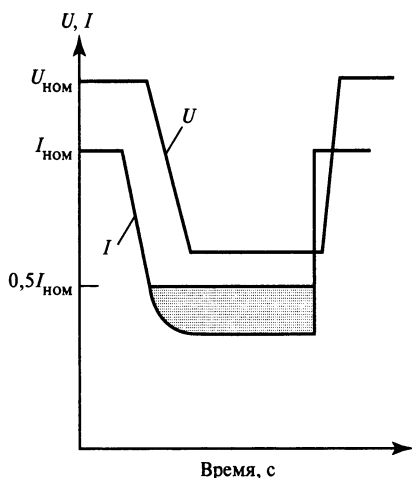


Рис. 14.11. Кривые тока и напряжения RVS-DN в режиме экономии

может достигать 30 % номинального значения тока.

В устройствах RVS-DN существует контроль изоляции электродвигателя, который работает при отключенном двигателе (когда двигатель гальванически изолирован от сети). Можно установить два различных уровня для функций предупреждения и отключения:

предупреждение, диапазон 0,2—5 МОм;
отключение, диапазон 0,2—5 МОм.

Если сопротивление изоляции падает ниже допустимого уровня и сохраняется таким дольше 120 с, на дисплее появляются сообщение «Недопустимый уровень» и значение сопротивления изоляции в мегаомах. При этом мигает светодиод «Авария» и включается реле контроля изоляции. Сигнал аварии автоматически пропадает через 60 с после возвращения сопротивления изоляции к нормальному значению. При отключении сигнала аварии автоматический перезапуск электродвигателя не осуществляется. Если сопротивление изоляции падает ниже уровня отключения, на дисплее появляются соответствующее сообщение и значение сопротивления изоляции в мегаомах. При этом горит светодиод «Авария» и включается реле контроля изоляции.

Термистор электродвигателя измеряет сопротивление электродвигателя и отключает устройство RVS-DN при снижении сопротивления ниже заданного уровня. В устройстве RVS-DN может быть установлена только одна дополнительная плата — аналоговая или плата контроля изоляции. Тип термистора: PTC или NTC с уровнем отключения 1—10 кОм и задержкой — 2 с.

Защита «потеря фазы (и снижение/повышение частоты)» работает при подключенном RVS-DN и защищает двигатель от потери напряжения питания одной фазы. Защита «потеря фазы (и снижение/повышение частоты)» отключает устройство RVS-DN при отсутствии напряжения питания одной или двух фаз в течение более 1 с. Устройство RVS-DN отключится и в том случае, если частота меньше 40 Гц или больше 65 Гц.

Примеры кривых пуска с устройством RVS-DN

1. Легкая нагрузка — насосы, вентиляторы и т.п. Начальное напряжение — 30 % $U_{ном}$ (заводская установка), ограничение тока — 300 %, время разгона — 5 с (рис. 14.12). Как видно из рис. 14.12, напряжение быстро увеличивается от начального, а затем плавно растет до номинального значения. Одновременно ток плавно нарастает до значения ограничения или ниже, а затем плавно снижается до рабочего значения.

2. Высокоинерционная нагрузка — вентиляторы, centrifуги и т.п. Начальное напряжение — 50 % $U_{ном}$, ограничение тока — 400 %, а время разгона — 20 с. Напряжение и ток увеличиваются до достижения током значения ограничения (рис. 14.13).

Напряжение остается на этом уровне почти до номинальной частоты вращения, затем ток начинает снижаться. Устройство RVS-DN продолжает повышать напряжение до номинального значения. Во время пуска частота вращения электродвигателя (не показана на рисунке) плавно растет до номинальной.

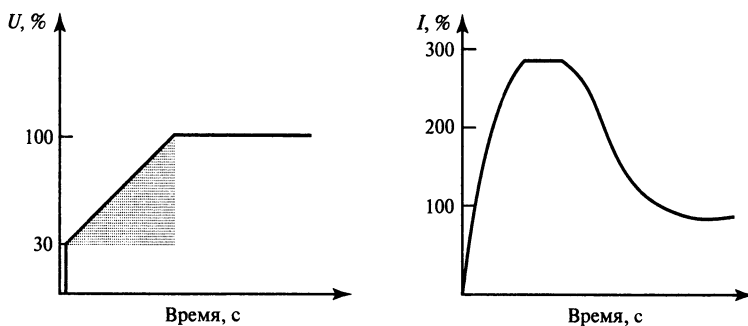


Рис. 14.12. Кривые тока и напряжения при «легком» пуске от RVS-DN

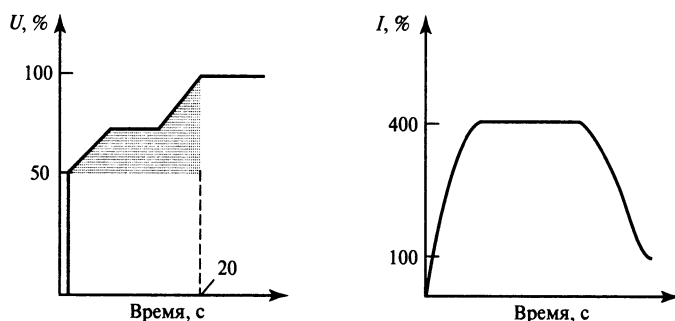


Рис. 14.13. Кривые тока и напряжения при пуске от RVS-DN

Для подключения УПП к сети и шунтирования необходимо использовать контакторы.

Если необходимы конденсаторы для компенсации коэффициента мощности, их можно устанавливать только на стороне подключения к сети. Установка конденсаторов на стороне нагрузки недопустима. Сетевое питание должно подключаться с соблюдением необходимой последовательности фаз.

14.6. РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО ПУСКА

Анализ устройств плавного пуска выполнен по результатам сопоставительного сравнения характеристик устройств, производимых компаниями «Solcon Industries Ltd», ОАО ВНИИР и ОАО ЧЭАЗ (табл. 14.3 и 14.4).

Анализ технических характеристик производителей, исходя из математической статистики, позволяет достоверно определить лучшего производителя. Преимущество устройств плавного пуска, выпускаемых компанией «Solcon Industries Ltd», не очень очевидно (общее число баллов 89 против 95 у изделий ОАО ВНИИР), а референс-лист и ряд технических показателей позволяют признать достойными устройства ОАО ВНИИР.

Для сравнения устройств плавного пуска нет одного из основных параметров — минимально возможного пускового тока при одной и той же мощности пускаемого электродвигателя.

Из технического описания на устройства ОАО ВНИИР видно, что если нужно обеспечить значение пускового тока на уровне не более 1,0—1,5 номинального тока электродвигателя (например, при питании от источника ограниченной

Таблица 14.3. Технические характеристики устройств плавного пуска

Основные параметры	«Solcon Industries Ltd»	ОАО ЧЭАЗ	ОАО ВНИИР
Напряжение, кВ	2,3; 3,3; 6; 6,6; 10; 11; 13,8; 15	6; 10	6; 6,3; 6,6; 10
Частота сети, Гц	45—65	45—55	45—65
Ток, А	До 1200	До 1600	До 1250
Мощность, МВт	До 20	До 12,5	До 20
Напряжение питания системы управления, В	~120, 230 = 110	~3×380 (3×100)	100 или 220 (по заказу)
Тяжелый режим пуска	+	+	+/-
Входной контактор	+	+	+/-
Шунтирующий контактор	+ (по заказу)	+ (по заказу)	+/-
Предохранители	Опция	+ (автоматический выключатель)	Сеточная защита
Прерыватель	Опция	+ (разъединитель)	Входной и выходной
Прерыватель с заземлением	Опция	+ (разъединитель)	Входной и выходной
Температура окружающей среды, °С	От -10 до +50	От +5 до +40	От +1 до +40
Степень защиты	IP 54, IP 65	IP 65, IP 20	IP 54, IP 65
Изолированные части схем высшего и низшего напряжения	+ (развязка через оптический кабель)	+	+
Электронный потенциометр	+	+	-
Оптический кабель управления отпиранием тиристоров	+ полная оптическая развязка между силовой частью и блоком управления	Нет необходимости	Нет необходимости
Тест на пробой	+ (36; 42 кВ)	+ (36; 42 кВ)	+ (32; 42 кВ)
Конструктивное разделение фаз	+	-	+
Возможность подключения конденсаторных батарей без дополнительного контактора	+	-	-
Защита тиристорov в переходных процессах	+	+	+
Жидкокристаллический индикатор (ЖКИ)	+ (2 по 16 знаков)	+	+ (четырёхстрочный, графический дисплей)
Клавиатура	+	+	+
Недогрузка	+	+	Нет необходимости
Перегрузка, %	100—850	100—300	100—400
Время перегрузки, с	0—5	(100÷150) % T_n	60

Продолжение табл. 14.3

Основные параметры	«Solcon Industries Ltd»	ОАО ЧЭАЗ	ОАО ВНИИП
Задержка срабатывания защиты, с	0—5	0,5	0,5
Электронная перегрузка при токе 500 %, с	0—10	0—5	0—5
Дисбаланс тока	+	Нет необходимости	+
Порядок фаз	+	Нет необходимости	+
Короткое замыкание на землю	+	+	+
Входное/выходное напряжение	+	+ входное	+
Обрыв фазы	+	+	+
Закороченный тиристор	+	Нет необходимости	+
Неправильное подключение электродвигателя	+	Нет необходимости	+
Перегрев стартера	+	+	+
Невозможность старта при включенном питании	+	+	+
Открытый шунтирующий контактор	+	По заказу	При пуске одного электродвигателя
Вид графика пуска (режимы)	+ (6 кривых)	+ (3 кривых)	+ Любой
Контроль за моментом	+	—	—
Питание от генератора	+	+	+
Запуск СД	+	+	+
Уровень толчка, %	30—100	+	0—200
Продолжительность толчка, с	0—2	+	0—2
Обратная связь с тахометром	+	—	+
Начальное напряжение, %	10—80	10—30	10—30
Ограничение по току, %	100—700	100—200	100—400
Время разгона, с	0—90	0—60	0—60
Количество стартов в час	До 5	До 4	До 8
Время задержки между стартами, мин	0—60	15	3 пуска подряд, каждый следующий через 10 мин
Вид графика останова	+ (6 кривых)	—	+
Продолжительность останова, с	0—90	—	—
Конечный момент	+	Под заказ	—
Два типа установочных параметров	+	—	+
Перегрузочная способность в режиме разгона при токе 400 %, с	30	60	60
Перегрузочная способность в длительном режиме, %	115	100	100

Окончание табл. 14.3

Основные параметры	«Solcon Industries Ltd»	ОАО ЧЭАЗ	ОАО ВНИИР
Линейное нарастание напряжения с токоограничиванием	700 % за 90 с	По диаграмме пользователя	+
Количество цифровых входов	7	1	11
Вход внешнего сбоя	2	1 (10 с пультом)	1
Количество выходных реле	5	4 (48 с пультом)	12
Аналоговый выход	+	+	+
Связь	Modbus, Profibus	Modbus	RS 485 с любым протоколом
Время работы	+	Нет	+
Последнее время пуска	+	Нет	+
Общее количество пусков	+	150	+
Максимальный ток последнего пуска	+	Нет	+
Количество записей сбоев пуска	9	1	+
Ток двигателя, %	+	Нет	+
Термическая емкость системы	+	Нет	+
Электромагнитная совместимость	EN55011, EN61000	ГОСТ Р	ГОСТ Р
Проверка работы электронной цепи отпирания тиристоров	+	+	+
Калибровка	+	+	+
Гарантия, лет	1,5	2	2
Срок службы, лет	25	15	15

Примечание. «+» — наличие опции, «-» — ее отсутствие.

Таблица 14.4. Ранжирование производителей устройств плавного пуска

Основные параметры	«Solcon Industries Ltd»	ОАО ЧЭАЗ	ОАО ВНИИР
Напряжение, кВ	1	3	2
Частота сети, Гц	1	2	1
Ток, А	3	1	2
Мощность, МВт	1	3	1
Напряжение питания системы управления, В	1	1	1
Тяжелый режим пуска	1	1	1
Входной контактор	2	2	1
Шунтирующий контактор	1	1	1
Предохранители	1	1	1
Прерыватель	1	2	1
Прерыватель с заземлением	1	2	1

Продолжение табл. 14.4

Основные параметры	«Solcon Industries Ltd»	ОАО ЧЭАЗ	ОАО ВНИИР
Температура окружающей среды, °С	1	3	2
Герметичность	1	1	1
Изолированные части схем высшего и низшего напряжения	1	1	1
Электронный потенциометр	1	1	2
Оптический кабель управления отпиранием тиристоров	1	2	2
Тест на пробой	1	1	1
Конструктивное разделение фаз	1	3	1
Возможность подключения конденсаторных батарей без дополнительного контактора	1	2	2
Защита тиристоров от переходных процессов	1	1	1
Жидкокристаллический индикатор (ЖКИ)	2	3	1
Клавиатура	1	1	1
Недогрузка	1	1	1
Перегрузка	1	3	2
Время перегрузки	1	2	1
Задержка срабатывания защиты	1	2	2
Электронная перегрузка при 500 % $I_{ном}$	1	2	2
Дисбаланс тока	1	2	1
Порядок фаз	1	2	1
Короткое замыкание на землю	1	2	1
Входное/выходное напряжение	1	2	1
Потеря фазы	1	1	1
Закороченный тиристор	1	2	1
Неправильное подключение электродвигателя	1	2	1
Перегрев стартера	1	1	1
Невозможность старта при включенном питании	1	1	1
Открытый шунтирующий контактор	1	2	1
Вид графика пуска (режимы)	1	2	1
Контроль за моментом	1	2	2
Питание от генератора	1	1	1
Запуск СД	1	1	1
Уровень толчка, %	2	3	1
Продолжительность толчка, с	1	1	1

Основные параметры	«Solcon Industries Ltd»	ОАО ЧЭАЗ	ОАО ВНИИР
Обратная связь с тахометром	1	2	1
Начальное напряжение	1	1	1
Ограничение по току, %	1	3	2
Время разгона, с	1	2	2
Количество стартов в час	2	2	1
Время задержки между стартами	2	3	1
Вид графика останова	1	2	2
Продолжительность останова, с	1	2	2
Конечный момент	1	2	3
Два типа установочных параметров	1	2	1
Перегрузочная способность в режиме разгона	2	1	1
Перегрузочная способность в длительном режиме	1	2	2
Линейное нарастание напряжения с токоограничиванием	1	2	2
Количество цифровых входов	2	2	1
Вход внешнего сбоя	2	1	2
Количество выходных реле	2	2	1
Аналоговый выход	1	1	1
Связь	2	2	1
Время работы	1	2	1
Последнее время пуска	1	2	1
Общее количество пусков	1	2	1
Максимальный ток последнего пуска	1	2	1
Количество записей сбоев пуска	2	3	1
Процент от тока электродвигателя	1	2	1
Термическая емкость системы	1	2	1
Электромагнитная совместимость	1	2	2
Проверка работы электронной цепи отпирания тиристорov	1	1	1
Калибровка	1	1	1
Гарантия, лет	2	1	2
Срок службы	1	3	2
Общее число баллов	89	132	95

мощности), то предлагается использовать УБПВД-С.

Сравнительный анализ технических характеристик показал следующее:

1) Диапазон номинальных напряжений устройств «Solcon Industries Ltd» выше.

2) Расширенный частотный диапазон устройств и мощность пускаемых электродвигателей устройств фирм «Solcon Industries Ltd» и ОАО ВНИИР могут быть полезны в условиях эксплуатации некоторых механизмов.

3) Температурный диапазон устройств «Solcon Industries Ltd» лучше подходит для различных регионов России и является важной эксплуатационной характеристикой.

4) Устройства компании «Solcon Industries Ltd» допускают перегрузку в пределах 100—850, а не 100—300 %, как у ОАО ЧЭАЗ, что говорит о техническом преимуществе этих устройств.

5) Перегрузка устройств компании «Solcon Industries Ltd» при 500 %-ной нагрузке допускается в пределах 10 с, а не 5 с, как у устройств ОАО ЧЭАЗ.

6) Устройства компании «Solcon Industries Ltd» реагируют на «неправильное подключение электродвигателя», «закороченный тиристор», «порядок фаз», что является важной эксплуатационной характеристикой устройств.

7) Устройства ОАО ВНИИР имеют внедренную систему безударного пуска (СБП) нескольких электродвигателей, подключенных к одной или нескольким секциям шин, от одного устройства УБПВД. Система безударного пуска позволяет производить поочередный безударный пуск любого выбранного электродвигателя под управлением контроллера, который исключает возможность аварийных ситуаций, связанных с ошибочными действиями опе-

ративного персонала. Применение СБП позволяет получить существенную экономию по сравнению с вариантом запуска каждого электродвигателя от индивидуального устройства УБПВД. УПП «Solcon Industries Ltd» внедрила систему последовательного пуска электродвигателей в МГУП «Мосводоканал».

8) Устройства ОАО ВНИИР и компании «Solcon Industries Ltd» имеют большее число графиков пуска, что с учетом разнообразных характеристик механизмов важно для оптимального пуска электродвигателя и исключения дополнительных механических воздействий на механизм.

9) Устройства компании «Solcon Industries Ltd» имеют функцию контроля за моментом и обратную связь от тахометра, что является важной характеристикой устройств и дает возможность использовать их в системах АСУ ТП.

10) Устройства ОАО ВНИИР имеют большее количество пусков в час, два типа установочных параметров. Многодвигательные УПП «Solcon Industries Ltd» реализуют характеристики пуска в зависимости от угла открытия задвижки.

11) Устройства компании «Solcon Industries Ltd» имеют большую перегрузочную способность в длительном режиме (115 % против 100 %), что важно для условий эксплуатации.

12) Устройства ОАО ВНИИР имеют большее количество цифровых входов, что улучшает возможности их использования в системах АСУ ТП.

13) Электромагнитная совместимость устройств компании «Solcon Industries Ltd» соответствует требованиям стандартов EN55011, EN61000.

14) Срок службы устройств компании «Solcon Industries Ltd» гарантирован в течение 25 лет, а ОАО ВНИИР — 15 лет.

Раздел 15

ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

15.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Источники питания, предназначенные для питания ответственных потребителей электроэнергии, а также потребителей, чувствительных к качеству электроэнергии, составляют особую группу среди значительного количества различных источников, которые классифицируют, например, по таким признакам, как напряжение, принцип действия, назначение и др. Сюда относятся агрегаты бесперебойного питания (АБП), источники бесперебойного питания (ИБП), системы бесперебойного питания (СБП), системы гарантированного электропитания (СГЭ) и другие, отличающиеся друг от друга выходным напряжением, выходной мощностью, принципом работы и иными параметрами.

Эти источники не только питают, но и защищают питаемое ответственное оборудование от помех, от внезапного пропадания, повышения, понижения или искажения сетевого напряжения. Ответственными потребителями являются компьютеры, электронные устройства управления, микропроцессорная техника и др.

15.2. ИСТОЧНИКИ ГАРАНТИРОВАННОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ КОМПАНИИ EATON (США, ТОРГОВАЯ МАРКА POWERWARE)

Источники бесперебойного питания этой компании производятся трех серий: 3, 5 и 9 в зависимости от количества неполадок (проблем) с электропитанием. Этих проблем девять, а именно: пропадание, провал, всплеск, низкий или высокий уровень напряжения, переходные процессы при коммутации, электромагнитные и радиочастотные помехи, отклонение час-

тоты, нелинейные искажения напряжения. Управление электропитанием осуществляется с помощью программного обеспечения. Батареи, установленные в современных ИБП, в основном заряжаются на постоянной основе, что ухудшает их внутреннее химическое состояние и уменьшает потенциальный срок их жизни до 50 %. В ИБП компании Eaton используется трехступенчатая цикличная схема заряда, которая позволяет увеличить срок жизни батарей и оптимизировать время их перезаряда. Об окончании срока жизни батарей пользователь извещается за 60 дней, при этом можно произвести замену батарей, не отключая подсоединенное оборудование (для некоторых типов ИБП). Мониторинг состояния батарей обеспечивает надежность всей системы. Имеется возможность объединения в параллель до восьми ИБП; система проводит внутреннюю диагностику и мгновенно изолирует вышедший из строя модуль (ИБП является многомодульной системой).

Ниже приводятся краткие технические характеристики серий.

Серия 3 имеет два типа ИБП: 3105, 3110 — и применяется для отдельных некритичных рабочих станций, когда требуется достаточная защита от трех неполадок с электропитанием. Серия 3 является эффективной защитой для одиночных персональных компьютеров и рабочих станций. Мощность 300—700 В · А, типичное время резервирования 5—10 мин (при 100 %-ной нагрузке 3—5 мин), номинальное напряжение 230 В, частота 50 (60) Гц, полное самотестирование при включении, стабилизация напряжения при питании от батареи ± 10 % (при этом стабилизация частоты ± 1 Гц), гарантия 2 года, рекомендуе-

мая температура окружающей среды +20—25 °С, класс защиты IP 20.

Серия 5 имеет пять типов ИБП: 5110, 5115, 5115RM, 5125, 5125RM — и предназначена для защиты небольших офисных серверов, мощных офисных компьютеров и рабочих станций, для обеспечения качественного электропитания и надежного функционирования для всех типов информационных устройств в сетях, защищает оборудование от пяти из девяти основных проблем с электропитанием, которые могут привести к потере важной информации или выходу из строя оборудования. Мощность 500—6000 В · А, типичное время резервирования 3—5 мин при 100 %-ной нагрузке; номинальное напряжение 220/230/240 В (выбирается пользователем), остальные общие данные, как у серии 3; подробные индивидуальные данные — в каталогах компании Eaton.

Серия 9 имеет восемь типов ИБП: 9120, 9125RM, 9155, 9305, 9315, 9355, 9370, 9390 — и предназначена для защиты ответственных нагрузок: компьютерного и сетевого оборудования, а также промышленного оборудования и систем автоматизации, когда сбой электропитания может стать причиной мгновенной потери огромных объемов данных; ответственных серверов и других информационных устройств; оборудования для управления и контроля технологических процессов; телекоммуникационных систем; систем безопасности. Мощность 700 В · А — 625 кВ · А. Напряжение 208—415 В (выбирается пользователем) переменного тока 50 (60) Гц; типичное время резервирования 5—39 мин (возможно увеличение до нескольких часов); высокая надежность; стабилизация напряжения при питании от батарей $\pm 3\%$ (при питании от сети $\pm 2\%$); есть в серии трехфазные ИБП, а также мощные компактные ИБП для надежной круглосуточной защиты критичной нагрузки; с увеличением мощности ИБП расширяется область их применения; так, для мощности 160—625 кВ · А нагрузкой ИБП являются инфор-

мационные центры, сервисные комплексы, радио- и телевещательные компании, электронный бизнес, транспорт и др. Гарантийный срок 1 или 2 года в зависимости от мощности ИБП. Подробные данные приведены в каталогах компании Eaton.

Кроме того, компания Eaton выпускает:

ИБП В1000 (мощностью 10—25 кВ · А), предназначенные для компьютеров и промышленного оборудования с типичным временем резервирования 6—30 мин (возможно увеличение до нескольких часов); имеют повышенную устойчивость к нелинейным нагрузкам, высокую надежность;

ИБП В4000 (мощностью 10—250 кВ · А) обеспечивают надежную, гарантированную защиту компьютерной и промышленной нагрузки; отличаются простым обслуживанием, имеют высокую надежность и отличное выходное напряжение даже при 100 %-ных несбалансированных и нелинейных нагрузках.

15.3. ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ СЕРИЙ ЛИК, ДПК, ДПТ (ПОСТАВЩИК ЗАО «ТЭНСИ ТЕХНО»)

Источники бесперебойного питания переменного тока серии ЛИК оснащены встроенным микропроцессорным устройством для контроля и управления работой основных узлов ИБП. Они предназначены для защиты от внезапного пропадания, повышения и понижения сетевого напряжения персональных компьютеров, электростанций, офисного и другого оборудования и приборов, для которых не требуется синусоидальная форма выходного напряжения.

Модельный ряд представлен изделиями мощностью от 500 до 1500 В · А. Конструктивно все модели ИБП могут быть выполнены в 19-дюймовом исполнении.

Источники бесперебойного питания серии ЛИК имеют следующие *функциональные особенности*:

работа в широком диапазоне входных напряжений без переключения на работу от

аккумуляторной батареи (АБ), что обеспечивается входным дискретным стабилизатором переменного напряжения;

синусоидальная форма выходного напряжения при работе от электросети и квазисинусоидальная форма напряжения при работе от АБ;

высокая степень фильтрации помех, подавление помех во всех режимах работы (более 45 дБ на частоте 1 МГц), подавление выбросов высокого напряжения (импульсных помех) при работе от электросети и от АБ;

электронная защита выходных цепей от перегрузки и КЗ;

автотестирование, контроль за состоянием и защита от глубокого разряда АБ;

двухуровневая звуковая сигнализация, позволяющая определить при длительной работе от АБ момент автоматического отключения ИБП.

Условия эксплуатации:

температура окружающего воздуха от 0 до +40 °С.

Источники бесперебойного питания серии ЛИК предназначены для подключения к однофазной сети переменного тока частотой 50 Гц (с сохранением данных параметров на выходе ИБП как при сетевом, так и при автономном режиме работы).

В табл. 15.1 приведены технические характеристики ИБП серии ЛИК.

Источники бесперебойного питания переменного тока серии ДПК предназначены для надежной защиты электрооборудования от пропадания и искажения напряжения в сети. Используются для питания сетевого оборудования, персональных компьютеров, оборудования вычислительной техники и др.

Таблица 15.1. Технические характеристики ИБП серии ЛИК

Параметр	Значение параметра			
	ЛИК500	ЛИК700	ЛИК1000	ЛИК1500
Диапазон входных напряжений (без перехода на АБ), В	160—270			
Выходная мощность, В · А	500	700	1000	1500
Диапазон выходных напряжений (при изменении нагрузки в пределах 100 %), В:	204,6—235,5 198—242			
Типовое время переключения на работу от АБ, мс	3			
Поглощаемая энергия входного импульса, Дж	320			
Встраиваемые АБ (герметичные, необслуживаемые, свинцово-кислотные):	6			
	7			
	12			
	1	2	2	3
Типовое время работы при полной нагрузке, мин, не более	3	5	4	4
Габариты, мм	170×130×310	185×145×390	200×175×460	
Масса, кг	8	10	15	20

Источники бесперебойного питания серии ДПК имеют следующие *функциональные особенности*:

двойное преобразование со стабилизацией выходного напряжения и частоты;

наличие корректора мощности;

синусоидальная форма выходного напряжения;

высокая стойкость к перегрузкам и защита от КЗ в нагрузке;

способность ИБП сразу после включения принимать полную нагрузку;

высокая степень фильтрации помех и подавления выбросов высокого напряжения (импульсных помех);

автотестирование, контроль за состоянием и защита от полного разряда АБ;

автоматический и ручной переключатель — резерв (резервное переключение осуществляется автоматически за 4 мс при отклонении напряжения на входном инверторе более чем на $\pm 10\%$, при перегрузке по току, при превышении допустимой температуры);

индикация уровня потребляемой мощности и заряда АБ;

световая и звуковая индикация (сигналы тревоги) при перегрузке, неисправности, высокой температуре, недопустимом отклонении параметров сети, недопустимом разряде АБ;

возможность контроля, управления, мониторинга состояния ИБП и сети.

Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха от 0 до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Источники бесперебойного питания серии ДПК предназначены для подключения к однофазной сети переменного тока частотой 50 Гц (с сохранением данных параметров на выходе ИБП как при сетевом, так и при автономном режиме работы).

Источники бесперебойного питания переменного тока серии ДПТ имеют то же назначение, что и серии ДПК.

Источники бесперебойного питания серии ДПТ имеют следующие *функциональные особенности*:

двойное преобразование со стабилизацией выходного напряжения и частоты;

синусоидальная форма выходного напряжения;

высокая стойкость к перегрузкам и защита от КЗ в нагрузке;

способность ИБП сразу после включения принимать полную нагрузку.

В табл. 15.2 приведены технические характеристики ИБП серии ДПК.

высокая степень фильтрации помех и подавления выбросов высокого напряжения (импульсных помех);

автотестирование, контроль за состоянием и защита от полного разряда АБ;

автоматический и ручной переключатель-резерв (автоматически резервное переключение осуществляется за 4 мс при отклонении напряжения на входном инверторе более чем на $\pm 20\%$, при перегрузке по току, при превышении допустимой температуры);

интеллектуальная микрокомпьютерная система контроля и управления работой ИБП;

возможность контроля, управления, мониторинга состояния ИБП и сети;

совместимость с программным обеспечением других производителей для управления и контроля за состоянием ИБП через персональный компьютер.

Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха от 0 до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Источники бесперебойного питания серии ДПТ предназначены для подключения к однофазной сети переменного тока частотой 50 Гц (с сохранением данных параметров на выходе ИБП как при сетевом, так и при автономном режиме работы).

В табл. 15.3 приведены технические характеристики ИБП серии ДПТ.

Таблица 15.2. Технические характеристики ИБП серии ДПК

Параметр	Значение параметра	
	ДПК 1000	ДПК 3000
Диапазон входных напряжений (без перехода на АБ), В	162—276	
Выходная мощность, В · А	1000	3000
Диапазон выходных напряжений (при изменении нагрузки в пределах 100 %), В	213,4—226,6	
Коэффициент искажения синусоидальности выходного напряжения, %:		
линейная нагрузка	2	
нелинейная нагрузка	5	
Перегрузочная способность:		
130 %, с	10	
200 %, мс	160	
КПД при номинальной нагрузке, %, не более:		
инверторный режим	85	
режим байпаса	95	
Встраиваемые АБ (герметичные, необслуживаемые, свинцово-кислотные):		
время заряда с 20 до 95 % номинальной емкости, ч, не более	5	
емкость, А · ч	7 (7,2)	
напряжение, В	12	
число, шт.	3	8
Типовое время работы при полной нагрузке, мин, не менее	8	
Габариты, мм	145×210×390	170×350×500
Масса, кг	15	40

Таблица 15.3. Технические характеристики ИБП серии ДПТ

Параметр	Значение параметра				
	ДПТ2000	ДПТ4000	ДПТ6000	ДПТ8000	ДПТ10000
Диапазон входных напряжений (без перехода на АБ), В	176—264				
Выходная мощность, В · А	2000	4000	6000	8000	10000
Диапазон выходных напряжений (при изменении нагрузки в пределах 100 %), В	215,6—224,4				
Коэффициент искажения синусоидальности выходного напряжения, %:					
линейная нагрузка	2				
нелинейная нагрузка	5				
Перегрузочная способность:					
130 %, с	10				
200 %, мс	160				

Окончание табл. 15.3

Параметр	Значение параметра				
	ДПТ2000	ДПТ4000	ДПТ6000	ДПТ8000	ДПТ10000
КПД при номинальной нагрузке, %, не более:					
инверторный режим	85				
режим байпаса	90				
Габариты, мм	600×260×600	650×260×700	700×390×750	800×390×850	
Масса, кг	43	56	90	130	175
Встраиваемые (внешние для ДПТ10000) АБ (герметичные, необслуживаемые, свинцово-кислотные):					
время заряда с 20 до 95 % номинальной емкости, ч, не более	8				
емкость, А · ч	7	7	17	17	17
напряжение, В	12				
число, шт.	16				
Типовое время работы при полной нагрузке, мин, не менее	16	8	13	10	8

15.4. АГРЕГАТЫ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ АБП (ПОСТАВЩИК ОАО ЗАВОД «ИНВЕРТОР»)

Агрегаты бесперебойного питания типа АБП-6,3 предназначены для питания ответственных потребителей однофазным стабилизированным переменным током промышленной частоты. Агрегаты применяются для питания автоматизированных

систем управления (АСУ), вычислительной техники и т.п.; они обеспечивают стабилизацию выходного напряжения и частоты на нагрузке за счет автоматического переключения с основного источника питания на резервный и обратно при изменениях входного напряжения ниже заданных значений, а также автоматическое отключение агрегата при разрядке аккумуляторной батареи ниже 190 В.

Технические характеристики АБП-6,3

Напряжение основного источника, В	220 ^{+10 %} _{-15 %}
Число фаз на входе (выходе)	1
Частота на входе, Гц	50 (60)
Частота на выходе, Гц	50 (60) ± 1 %
Напряжение резервного источника, В	220 (220—280)
Полная мощность, кВт · А	6,3
Номинальное напряжение на выходе, В	220 ± 5 %
Номинальный ток нагрузки, А	25
Перерыв питания в нагрузке, мс, не более	20
Время задержки на переключение с резервного на основной источник при восстановлении напряжения основной сети, с	45—60
Коэффициент нелинейных искажений, %, не более:	
полный	5
при питании 50 %-ной нелинейной нагрузки	10
КПД, %, не менее	83
Габариты, мм	1200×600×600
Масса, кг	320

Агрегаты бесперебойного питания типа АБП-60-230-16-50 предназначены для питания ответственных потребителей однофазным стабилизированным переменным током промышленной частоты; применяются для питания АСУ, вычислительной техники и т.п. Они обеспечивают питание нагрузки от основного источника 220 В и от резервного источника с преобразованием постоянного напряжения 60 В в переменное 220 В, 50 Гц; автоматическое переключение питания нагрузки с основного источника на резервный при исчезновении или недопустимых изменениях напряжения и с резервного на основной источник при восстановлении номинального напряжения основного источника; пуск системы и ее работу при отсутствии питания основного источника; работу при температуре +45 °С с уменьшением нагрузки на 15 %.

В состав агрегата входят:

выпрямитель ОПЕ-10-60, предназначенный для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей (аккумуляторные батареи в комплект поставки не входят);

инвертор ПОС-60-230-16-50, предназначенный для преобразования постоянного напряжения 60 В в переменное 220 В.

Агрегаты бесперебойного питания типа АБП-24-230-2,5-50 предназначены для питания ответственных потребителей однофазным стабилизированным переменным током промышленной частоты; применяются для питания АСУ, вычислительной техники и т.п. Они обеспечивают питание нагрузки от основного источника 220 В и от резервного источника с преобразованием постоянного напряжения 60 В в переменное 220 В, 50 Гц; автоматическое переключение питания нагрузки с основного источника на резервный при исчезновении или недопустимых изменениях напряжения и с резервного на основной источник при восстановлении номинального напряжения основного источника; пуск системы и ее работу при отсутствии питания основного источника; работу при температуре +45 °С с уменьшением нагрузки на 15 %; в качестве резервного источника питания используется аккумуляторная батарея.

В состав агрегата входят:

выпрямитель ОПЕ-10-24, предназначенный для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей (аккумуляторные батареи в комплект поставки не входят);

инвертор ПОС-24-230-2,5-50, предназначенный для преобразования постоянного напряжения 24 В в переменное 220 В.

Технические характеристики АБП-60-230-16-50

Входные параметры

Число фаз питающей сети	1
Номинальное напряжение питающей сети, В	220
Диапазон изменения номинального напряжения питающей сети, %	От +10 до -15
Частота питающей сети, Гц	50 или 60

Выходные параметры

Число фаз	1
Номинальное напряжение, В	220
Точность поддержания напряжения, %	±2
Коэффициент искажения синусоидальности кривой выходного напряжения, %, не более	4
Номинальный ток, А	16
Частота, Гц	50 или 60
Полная мощность, кВт · А	3,5
Время переключения, мс	40
Габариты, мм	1010×500×368
Масса АБП (инвертор + выпрямитель), кг, не более	125

Технические характеристики АБП-24-230-2,5-50*Входные параметры*

Напряжение питающей сети, В	220
Число фаз питающей сети	1
Частота питающей сети, Гц	50 или 60
Напряжение резервного источника постоянного тока, В	24
Диапазон изменений напряжения:	
питающей сети, %	От +10 до -15
резервного источника постоянного тока, В	21—32

Выходные параметры

Полная мощность, кВт · А	0,63
Номинальное напряжение, В	220
Номинальный ток, А	2,5
Частота, Гц	50 или 60
Число фаз	1
Время переключения на резервную сеть, мс	40
Точность поддержания, %:	
напряжения	±2
частоты	±1
Коэффициент мощности нагрузки (cos φ)	0,8—1
Габариты, мм	710×280×410
Масса, кг	53

Агрегаты бесперебойного питания типа АБП-2-200 и АБП-2-400 предназначены для гарантированного питания ответственных потребителей электроэнергии синусоидальным стабилизированным по напряжению и частоте трехфазным переменным током при любом состоянии входной электросети, в частности при внезапном полном исчезновении напряжения. Агрегаты применяют для питания АСУ, вычислительной техники и т.п.; они обеспечивают стабилизацию выходного напряжения и частоты на нагрузке за счет автоматического переключения с основного источника на резервный и обратно при изменениях входного напряжения ниже заданных значений, автоматическое отклю-

чение агрегата при разрядке аккумуляторных батарей ниже 190 В.

В состав агрегата входят:

выпрямитель для питания инвертора, заряда и подзаряда батареи, которая в комплект поставки не входит;

инвертор для преобразования постоянного напряжения 240 В в переменное 230/240 В;

устройство типа ТКЕП для автоматического переключения нагрузки с основного источника питания на резервный при исчезновении питания или изменении напряжения сверх допустимых значений на выходе инвертора.

В табл. 15.4 приведены технические характеристики агрегата АБП-2.

Таблица 15.4. Технические характеристики АБП-2

Параметр	Значение параметра	
	АБП-2-200	АБП-2-400
<i>Входные параметры</i>		
Номинальное напряжение для питания выпрямителя, В	220	
Число фаз питающей сети	3	
Частота питающей сети, Гц	50 или 60	
Номинальное напряжение резервного источника постоянного тока, В	240	
Номинальная мощность питающего трансформатора, кВт · А	40—1000	

Окончание табл. 15.4

Параметр	Значение параметра	
	АБП-2-200	АБП-2-400
Диапазон изменений: номинального напряжения питающей сети, % напряжения резервного источника постоянного тока, В	От +10 до −15 190—290	
Выходные параметры		
Полная мощность, кВт · А	138	276
Напряжение фазное, В	230	
Напряжение линейное, В	400	
Номинальный ток, А	200	400
Частота, Гц	50 или 60	
Число фаз	3 с нулем	
Время переключения на резервную сеть, мс	20	
Регулируемая уставка по току при заряде АБ, А	120—260	
Допустимые отклонения выходного тока при заряде АБ, %, не более	5	
Точность поддержания, %:		
напряжения	±2	
частоты	±1	
Номинальный коэффициент мощности cosφ	0,8	
Габариты, мм	2300×6800×800	2300×8600×800
Масса, кг	7200	13 800

15.5. СИСТЕМЫ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ И ГАРАНТИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ (ПОСТАВЩИК: ОАО ЗАВОД «ИНВЕРТОР»)

Системы бесперебойного питания типа СБП-3,5 предназначены для питания ответственных потребителей однофазным стабилизированным переменным током промышленной частоты. Применяются для питания АСУ, вычислительной техники и т.д. Системы обеспечивают питание нагрузки от основного источника 220 В и

от резервного источника с преобразованием постоянного напряжения 60 В в переменное 220 В, 50 Гц; автоматическое переключение питания нагрузки с основного источника на резервный при исчезновении или недопустимых изменениях напряжения и с резервного на основной источник при восстановлении номинального напряжения основного источника; пуск системы и ее работу при отсутствии питания основного источника; работу при температуре +45 °С с уменьшением нагрузки на 15 %.

Технические характеристики СБП-3,5

Входные параметры

Число фаз питающей сети	1
Напряжение питающей сети, В	220
Диапазон изменения номинального напряжения питающей сети, %	От + 10 до -15
Частота питающей сети, Гц	50 или 60

Выходные параметры

Число фаз	1
Номинальное напряжение, В	220

Коэффициент искажения синусоидальности кривой выходного напряжения, %, не более	4
Номинальный ток, А	16
Частота, Гц	50 или 60
Точность поддержания, %:	
напряжения	± 2
частоты	± 1
Полная мощность, $\text{kB} \cdot \text{A}$	3,5
Коэффициент мощности нагрузки $\cos\phi$	0,85—1,0
Габариты, мм	800×1000×368
Масса, кг, не более	228

Системы бесперебойного питания типов СБП-10-230, СБП-15-230, СБП-20-230, СБП-10-400, СБП-15-400, СБП-20-400, СБП-30-400 (все УХЛ4-L), СБП-20-400, СБП-30-400, СБП-40-400, СБП-50-400, СБП-60-400, СБП-80-400, СБП-100-400, СБП-120-400, СБП-160-400 (все УХЛ4-F) являются многофункциональными, работают в режиме on-line с двойным преобразованием напряжения и предназначены для защиты АСУ технологическими процессами (ТП), локальных вычислительных сетей, телекоммуникационного оборудования, а также оборудования, предъявляющего повышенные требования к надежности и качеству питающего напряжения.

Системы бесперебойного питания оснащены системой автоматического регулирования напряжения и микропроцессорным устройством, осуществляющим контроль, управление и диагностику основных узлов устройства; вся информация о работе агрегатов выводится на жидкокристаллический дисплей. Инвертор построен по схеме широтно-импульсной модуляции, а силовая часть собрана на IGBT-модулях. Использование современных технологий позволяет уменьшить массогабаритные показатели, снизить уровень шума и увеличить КПД системы.

Системы бесперебойного питания оснащены встроенным устройством байпас (автоматическим и ручным). Автоматическое устройство байпас срабатывает при перегрузке или выходе из строя жизненно важных узлов СБП, переключая питание нагрузки на прямое от внешней электросети. Ручной режим байпаса предназначен для принудительного подключения нагрузки к внешней электросети при профилактических или ремонтных работах.

Системы бесперебойного питания имеют коммуникационный порт RS 232. С его помощью осуществляется обмен между СБП и соединенным с ним компьютером. Программное обеспечение позволяет осуществлять автоматическое завершение работы операционной системы при возникновении долговременных перебоев с напряжением, а также мониторинг основных параметров электропитания.

В СБП могут быть установлены дополнительные аккумуляторные батареи для увеличения времени автономной работы.

В табл. 15.5 приведены технические характеристики СБП (УХЛ4-L), а в табл. 15.6 — технические характеристики СБП (УХЛ4-F).

Таблица 15.5. Технические характеристики СБП (УХЛ4-L)

Параметр	Значение параметра при мощности (cosφ = 0,8), кВт · А						
	10	15	20	10	15	20	30
Допустимая перегрузка (cos φ = 0,8), %	120 <i>P</i> _{ном} – 10 мин			125 <i>P</i> _{ном} – 15 мин			
	140 <i>I</i> _{ном} – 10 с			150 <i>I</i> _{ном} – 10 с			
Номинальное входное напряжение питания трехфазное, В	400						

Окончание табл. 15.5

Параметр	Значение параметра при мощности (cosφ = 0,8), кВт · А							
	10	15	20	10	15	20	30	
Допустимые колебания входного напряжения, %	От +10 до –15							
Номинальная частота, Гц	50							
Колебания частоты допустимые, Гц	45—65							
Номинальное напряжение на выходе, В	230			400				
Точность поддержания напряжения, %	± 1							
Число фаз на выходе	1			3				
Частота, Гц (на выходе)	50							
Стабильность частоты при синхронизации, %: внутренней от сети	± 0,005 ± 1 или ± 4 (по выбору)							
Полный коэффициент гармоник (полная линейная нагрузка), %	2							
КПД при 100 %-ной нагрузке	88	89,3	89,7	87,8	88,9	89,7	90,6	
Уровень шума на расстоянии 1 м, дБ	54	56		54	56			
Габариты, мм	1085×550×850							
Масса без аккумуляторных батарей, кг	210	235	260	225	240	270	330	

Таблица 15.6. Технические характеристики СБП (УХЛ4-F)

Параметр	Значение параметра при мощности (cos φ = 0,8), кВт · А									
	20	30	40	50	60	80	100	120	160	
Номинальное входное напряжение питания трехфазное, В	400									
Допустимые колебания входного напряжения, %	От +10 до –15									
Номинальная частота, Гц	50									
Колебания частоты допустимые, Гц	45—65									
Номинальное напряжение на выходе, В	400									
Точность поддержания напряжения, %	± 1									
Частота, Гц (на выходе)	50									
Стабильность частоты при синхронизации, %: внутренней от сети	± 0,005 ± 1 или ± 4 (по выбору)									
Полный коэффициент гармоник (полная линейная нагрузка), %	2									
Допустимая перегрузка (cos φ = 0,8), %	125P _{ном} – 15 мин, 150I _{ном} – 10 с									
КПД при 100 %-ной нагрузке	91,4	92,4	92,7	93,2	93,1	93,2	93,3	93,4	93,5	
Уровень шума на расстоянии 1 м, дБ	60									
Габариты, мм	1400×700×850						1400×1100×800			
Масса без аккумуляторных батарей, кг	300	400	420	490	500	530	730	750	770	

Системы гарантированного электропитания типов СГЭ-0,63; СГЭ-6,3; СГЭ-69 предназначены для питания ответственных потребителей переменным синусоидальным током промышленной частоты. Применяются для электропитания вычислительных комплексов, устройств автоматики и телемеханики и др. Системы обеспечивают стабилизацию выходного

напряжения и частоты на нагрузке за счет автоматического переключения с основного источника питания на резервный и обратно при изменениях входного напряжения ниже заданных значений, а также автоматическое отключение системы при разрядке аккумуляторной батареи ниже 190 В.

Технические характеристики СГЭ-0,63

Входные параметры

Число фаз питающей сети	1
Напряжение питающей сети, В	220
Номинальное напряжение резервного источника постоянного тока, В	24
Частота питающей сети, Гц	50 или 60
Диапазон изменения номинального напряжения питающей сети, %	От +10 до -15

Выходные параметры

Полная мощность, кВ · А	0,63
Номинальное напряжение, В	220
Номинальный ток, А	2,5
Частота, Гц	50 или 60
Число фаз	1
Точность поддержания, %:	
напряжения	± 2
частоты	± 1
Коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi$	0,8—1,0
Габариты, мм	710×900×280
Масса, кг, не более	133

Технические характеристики СГЭ-6,3

Входные параметры

Напряжение основного источника питания, В	220 ^{+10 %} _{-15 %}
Число фаз	1
Частота питающей сети, Гц	50 или 60
Напряжение резервного источника питания, В	= 220—280

Выходные параметры

Полная мощность, кВ · А	6,3
Номинальное напряжение, В	220
Номинальный ток нагрузки, А	2,5
Частота, Гц	50 (60) ± 1 %
Перерыв в питании при внезапном полном исчезновении напряжения питающей сети, мс, не более	20
Время задержки на переключение с резервного источника на основной, с	45—60
Время непрерывной работы при номинальной нагрузке, мин:	
для СГЭ-6,3-9	35
для СГЭ-6,3-11	22
Время зарядки источника от полностью разряженного состояния до состояния готовности, ч, не более	12
Габариты, мм	1800×1200×600
Масса, кг	775

Технические характеристики СГЭ-69

Входные параметры

Вход 1 (для питания выпрямителя)

Номинальное линейное напряжение, В.....	380
Число фаз питающей сети	3 с нулем
Частота питающей сети, Гц.....	50 или 60
Напряжение резервного источника питания, В.....	= 220—280

Вход 3 (для питания цепей системы управления инвертором)

Номинальное линейное напряжение, В.....	380
Частота питающей сети, Гц.....	50 или 60
Число фаз питающей сети	3

Вход 4 (резервный вход от АБ для питания инвертора)

Номинальное напряжение, В.....	220
Диапазон изменения входного напряжения, В.....	190—290

Вход 5 (байпас — резервное питание ТКЕП)

Номинальное линейное напряжение, В.....	380
Частота питающей сети, Гц.....	50 или 60
Число фаз питающей сети	3

Выходные параметры

Мощность, кВт	55
Полная мощность, кВт · А.....	69
Напряжение фазное, В	220
Номинальный ток, А	100
Частота, Гц.....	50 или 60
Число фаз	3 с нулем
Время переключения на резервную сеть постоянного тока (АБ), мс.....	Безразрывно (0)
Время работы от собственной АБ при номинальной нагрузке, мин, не более	10
Время зарядки резервного источника от полностью разряженного состояния до состояния готовности, ч, не более.....	12
Габариты, мм	1637×1150×500

Раздел 16

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

16.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий расчет компенсации реактивной мощности (КРМ) и выбор компенсирующих устройств являются одной из основных задач. Компенсация реактивной мощности способствует сокращению потерь и улучшению качества электрической энергии.

Большая часть промышленных приемников в процессе работы потребляет из сети помимо активной мощности P реактивную мощность Q . Основными потребителями реактивной мощности являются: асинхронные двигатели, трансформаторы, вентильные преобразователи, воздушные электрические сети, реакторы и другие установки.

В зависимости от характера электрооборудования предприятия его реактивная нагрузка может составлять до 130 % активной. Передача значительного количества реактивной мощности по линиям и через трансформаторы системы электроснабжения невыгодна по следующим основным причинам:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной и реактивной мощностей через элемент с сопротивлением R потери активной мощности составят:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p. \quad (16.1)$$

Дополнительные потери активной мощности ΔP_p , вызванные протеканием реак-

тивной мощности Q по сети, пропорциональны ее квадрату. Большие потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения вынуждают, насколько это технически и экономически целесообразно, приближать источники реактивной мощности к местам ее потребления и уменьшать передачу ее от мощных генераторов.

2. Возникают дополнительные потери напряжения. Например, при передаче мощностей P и Q через элемент системы электроснабжения с активным сопротивлением R и реактивным X потери напряжения составят:

$$\Delta P = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (16.2)$$

где ΔU_a , ΔU_p — потери напряжения, обусловленные соответственно активной и реактивной мощностями.

В результате передача значительного количества реактивной мощности от сети, как правило, не может быть осуществлена в связи с недопустимым падением напряжения.

3. Загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечений проводов и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т.п.

По существующим Указаниям для выбора мощности компенсирующих устройств (КУ) и режимов их работы энергосистема задает для предприятия значение экономически обоснованной реактивной мощности Q_3 в период максимума активной нагрузки [16.1, 16.2].

Уменьшение потребления реактивной мощности на предприятии достигается путем компенсации реактивной мощности как естественными мерами (за счет улучшения режима работы приемников, применения электродвигателей более совершенной конструкции, устранения недогрузки двигателей, трансформаторов и т.п.), так и за счет установки специальных компенсирующих устройств реактивной мощности в соответствующих точках системы электроснабжения.

Наиболее целесообразным является такое размещение компенсирующих устройств, при котором обеспечивается минимум годовых затрат. При определении затрат следует учитывать, что, с одной стороны, установка компенсирующего устройства увеличивает годовые затраты за счет капиталовложений в это устройство и

стоимости дополнительных потерь в нем, а с другой — годовые затраты уменьшаются благодаря снижению потерь активной мощности во всей цепи электроснабжения от источника питания до места установки компенсирующего устройства вследствие компенсации реактивной мощности.

На рис. 16.1 представлен пример схемы электроснабжения промышленного предприятия со схемой замещения и векторными диаграммами, характеризующими увеличение угла сдвига фаз между током и напряжением по всем элементам сети Z — от генераторов электрической энергии G до потребителей M . Там же указаны возможные места включения компенсирующих устройств (синхронные компенсаторы $СК$, конденсаторные батареи). Действительные места их расстановки определяются технико-экономическими расчетами.

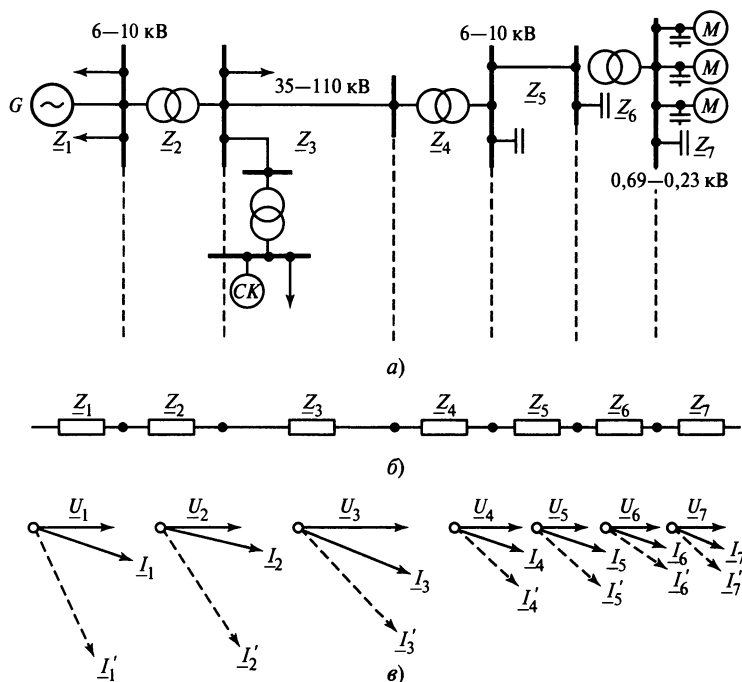


Рис. 16.1. Схема, поясняющая принцип и необходимость компенсации реактивной мощности:

a — схема питания; b — схема замещения; $в$ — векторные диаграммы, характеризующие угол между током и напряжением в различных точках системы электроснабжения до компенсации реактивной мощности и после; значения векторов тока и напряжения взяты условно; - - - - векторы токов до компенсации; — — — векторы токов после компенсации

16.2. ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют генераторы электростанций и синхронные двигатели (СД), а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства — синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические источники реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы (СК) являются синхронными двигателями облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать в режиме как генерации реактивной мощности (при перевозбуждении компенсатора), так и ее потребления (при недовозбуждении). Изменение генерируемой или потребляемой реактивной мощности компенсатора осуществляются регулированием его возбуждения. В настоящее время отечественная промышленность изготавливает синхронные компенсаторы мощностью от 5 до 160 МВ·А. Достоинствами синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности являются: положительный регулирующий эффект, который заключается в том, что при уменьшении напряжения в сети генерируемая компенсатором мощность увеличивается; возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности; достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток компенсаторов во время коротких замыканий (КЗ); возможность восстановления поврежденных синхронных компенсаторов путем проведения ремонтных работ. К недостаткам синхронных компенсаторов следует отнести удорожание и усложнение эксплуатации (сравнивая, например, с конденсаторными батареями) и значительный шум во время работы. Потери ΔP активной мощности в синхронных компенсаторах при их полной загрузке довольно значительны и в зависимости от номинальной мощности находятся в пределах от 0,011 до 0,03 кВт/квар (рис. 16.2). Удельная стои-

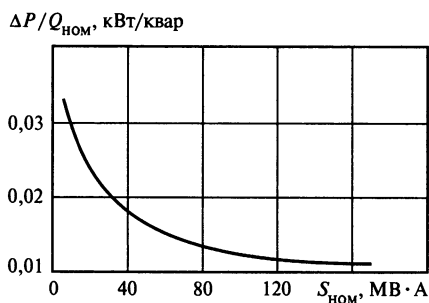


Рис. 16.2. Зависимость удельных потерь активной мощности $\Delta P/Q_{ном}$ в синхронных компенсаторах от номинальной мощности $S_{ном}$

мость синхронных компенсаторов и потери активной мощности значительно увеличиваются при уменьшении их номинальной мощности; например, у синхронных компенсаторов мощностью 7,5 МВ·А удельная стоимость, включая все расходы на установку, в 1,5 раза больше, чем у компенсаторов мощностью 75 МВ·А.

Высокая стоимость, значительные удельные потери активной мощности, сложные условия пуска ограничивают применение СК на промышленных предприятиях. Синхронные компенсаторы иногда применяют на крупных электропечных установках (дуговых и рудно-термических).

В отдельных случаях установка синхронных компенсаторов может оказаться целесообразной на крупных подстанциях районного значения при больших мощностях необходимых компенсирующих устройств.

Решение о принятии варианта компенсации с синхронным компенсатором следует сопоставить с вариантом автоматически регулируемых батарей конденсаторов, так как при использовании батарей возможно уменьшение регулировочного диапазона трансформаторов, а в отдельных случаях и отказ от трансформаторов, регулируемых под нагрузкой.

Синхронные двигатели, широко применяемые в приводах производственных механизмов, так же как и СК, могут работать с перевозбуждением, т.е. синхронные

двигатели на промышленном предприятии являются источниками реактивной мощности с низкой удельной стоимостью, с плавным и автоматическим регулированием генерации реактивной мощности в зависимости от напряжения сети. Синхронные двигатели вырабатывают реактивную мощность как попутный продукт при выполнении их основной задачи — преобразования активной мощности (энергии) в механическую. Отсюда и низкая удельная стоимость реактивной мощности, вырабатываемой СД, поскольку капитальные затраты на их установку относятся по прямому назначению машин.

Затраты же на установку СК относятся на реактивную мощность, так как производство реактивной мощности является непосредственной задачей СК.

Однако возможности СД как источников реактивной мощности ограничены. Эти ограничения обусловлены прежде всего тем, что при снижении напряжения, сопро-

вождающем дефицит реактивной мощности в сети, уменьшается и реактивная мощность, генерируемая двигателем.

От генерируемой СД реактивной мощности зависят активные потери в них, причем чем меньше номинальная мощность СД и его частота вращения, тем больше эти потери. Для быстроходных СД удельный расход активной мощности составляет около 10 Вт/квар; для СД с частотой вращения 300—500 об/мин — около 20—30 Вт/квар; для СД с частотой вращения 50—100 об/мин — около 60—85 Вт/квар. Следовательно, маломощные СД с малой частотой вращения неэкономичны в качестве источников реактивной мощности. Обычно для компенсации реактивной мощности используют СД на номинальное напряжение 6 или 10 кВ, недогруженные по активной мощности.

Максимальную генерируемую реактивную мощность СД определяют по выражению

$$Q_{с.д \max} = K_{п.р.м} \frac{P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta}, \quad (16.3)$$

где $P_{ном}$ — номинальная активная мощность двигателя; $K_{п.р.м}$ — коэффициент перегрузки по реактивной мощности; $\operatorname{tg} \varphi$ и η — номинальные параметры СД: коэффициент реактивной мощности и коэффициент полезного действия (КПД).

Синхронные двигатели нормальных серий изготавливаются с «опережающим» $\cos \varphi_{с.д} = 0,9$ ($\operatorname{tg} \varphi_{с.д} = 0,48$) независимо от реактивной мощности, которую предприятие может использовать. При расчете суммарной реактивной нагрузки потребителей для СД, работающих с «опережающим» коэффициентом мощности, величина $Q_{с.д}$ берется со знаком «минус».

Величина $Q_{с.д \max}$ зависит от загрузки двигателя активной мощностью K_3 , подводящего напряжения U и технических данных двигателя. На рис. 16.3 и 16.4 представлены зависимости коэффициента перегрузки по реактивной мощности для синхронных двигателей типов СДН-15-39-6,

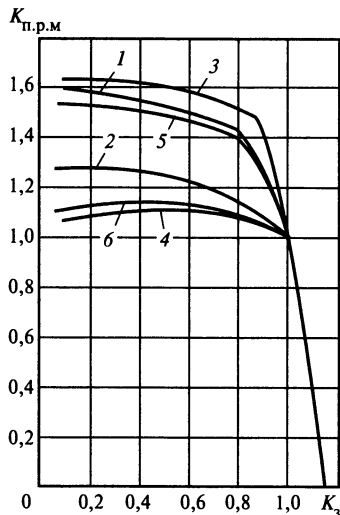


Рис. 16.3. Изменение коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей в зависимости от коэффициента загрузки K_3 при различных значениях напряжения:

СДН-15-39-6, 1600 кВт: 1 — $U_{отн} = 0,95$; 2 — $U_{отн} = 1,05$; СДН-20-31-60, 1600 кВт: 3 — $U_{отн} = 0,95$; 4 — $U_{отн} = 1,1$; СДН-16-104-6, 6300 кВт: 5 — $U_{отн} = 0,95$; 6 — $U_{отн} = 1,05$

СДН-2-31-60 и СДН-16-104-6 от коэффициента загрузки K_3 и относительного напряжения на зажимах двигателя $U_{отн} = U/U_{ном}$. Из приведенных кривых видно, что напряжение на зажимах двигателя существенно влияет на $K_{п.р.м}$. Например, при коэффициенте загрузки двигателя $K_3 = 0,7$ отклонение напряжения в пределах $\pm 5\%$ $U_{ном}$ приводит к изменению $Q_{с.д. тах}$ до 40—45%. Изменение коэффициента загрузки двигателя K_3 оказывает особенно большое влияние на величину $Q_{с.д. тах}$ в диапазоне $K_3 = 0,8 \div 1,1$. При дальнейшем снижении коэффициента загрузки эффект указанного влияния снижается. Средние значения $K_{п.р.м}$ для двигателей серий СДН, СДТ, СД и СДЗ приведены в табл. 16.1.

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения синхрон-

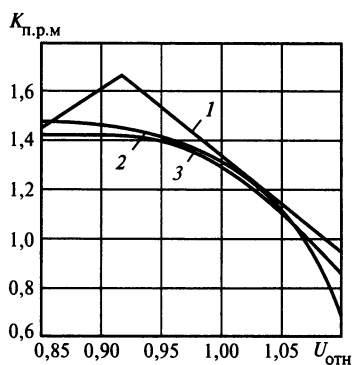


Рис. 16.4. Изменение коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей в зависимости от напряжения при коэффициенте загрузки $K_3 = 0,7$:

1 — СДН-20-31-60, 1600 кВт; 2 — СДН-15-39-6, 1600 кВт; 3 — СДН-16-104-6, 6300 кВт

Таблица 16.1. Зависимость коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей $K_{п.р.м}$ от напряжения и коэффициента загрузки K_3

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Относительное напряжение на зажимах двигателя $U_{отн}$	Коэффициент перегрузки по реактивной мощности $K_{п.р.м}$ при коэффициенте загрузки K_3		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и 10 кВ, для всех частот вращения	0,95	1,31	1,39	1,45
	1	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ:				
	600—1000 об/мин	0,89	0,94	0,96
	375—500 об/мин	0,88	0,92	0,94
	187—300 об/мин	0,86	0,88	0,9
	100—167 об/мин	0,81	0,85	0,87
СДН, 10 кВ:				
	1000 об/мин	0,9	0,98	1
	250—750 об/мин	0,86	0,9	0,92
СДТ, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин	0,95	1,3	1,42	1,52
	1	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД и СДЗ, 380 В, для всех частот вращения	0,95	1,16	1,26	1,36
	1	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

ного двигателя являются дополнительные потери активной мощности на генерацию реактивной мощности

$$\Delta P = K_{1с.д} \frac{Q_{с.д}}{Q_{ном}} + K_{2с.д} \frac{Q_{с.д}^2}{Q_{ном}^2}, \quad (16.4)$$

где $K_{1с.д}$, $K_{2с.д}$ — расчетные величины, зависящие от параметров двигателя, кВт.

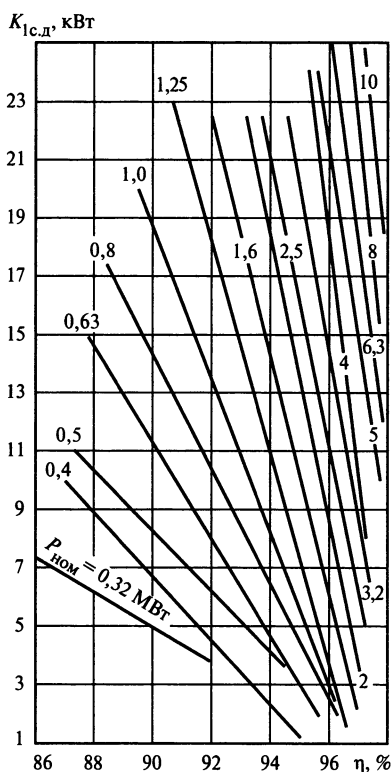


Рис. 16.5. Зависимость $K_{1с.д}$ синхронных двигателей напряжением 6 кВ с частотой вращения 250—1000 об/мин от η и $P_{ном}$

Значения $K_{1с.д}$ и $K_{2с.д}$ двигателей типов СДН, СДН-2, СДНЗ-2, СДКП-2 и STD приведены в табл. 16.2, 16.3. Для двигателей других типов напряжением 6 кВ и $\cos\varphi = 0,9$ указанные величины $K_{1с.д}$ и $K_{2с.д}$ приближенно определяют по кривым рис. 16.5 и 16.6 в зависимости от $P_{ном}$ и η .

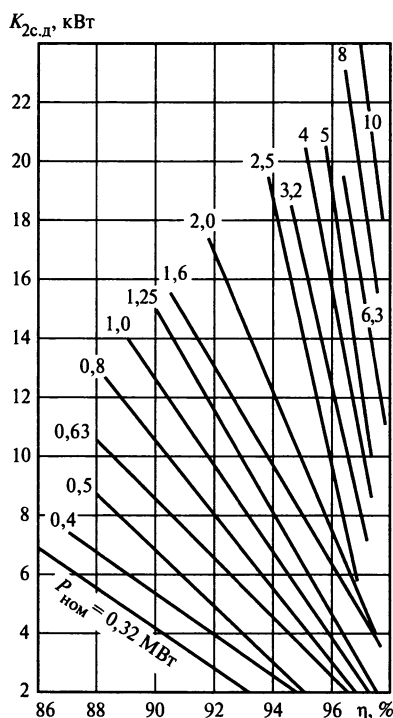


Рис. 16.6. Зависимость $K_{2с.д}$ синхронных двигателей напряжением 6 кВ с частотой вращения 250—1000 об/мин от η и $P_{ном}$

Таблица 16.2. Технические данные синхронных двигателей СДН, СДН-2, СДНЗ-2 и СДКП-2 напряжением 6 и 10 кВ, $\cos\varphi = 0,9$

Тип электродвигателя	Частота вращения, об/мин	$P_{ном}$, кВт	$Q_{ном}$, квар	η , %	$K_{1с.д}$, кВт	$K_{2с.д}$, кВт
Напряжение 6 кВ						
СДН-14-49-6	1000	1000	511	95,2	5,09	3,99
СДН-14-59-6	1000	1250	633	95,8	4,74	4,42
СДН-15-39-6	1000	1600	812	95,7	6,65	6,8

Продолжение табл. 16.2

Тип электродвигателя	Частота вращения, об/мин	$P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{ном}}$, квар	η , %	$K_{\text{лсд}}$, кВт	$K_{\text{2сд}}$, кВт
СДН-15-49-6	1000	2000	1010	95,9	8,06	7,53
СДН-15-64-6	1000	2500	1260	96,4	8,13	7,74
СДН-15-76-6	1000	3200	1610	96,6	10,3	8,91
СДН-16-69-6	1000	4000	2000	96,4	14,1	11,8
СДН-16-84-6	1000	5000	2500	96,8	13,8	11,5
СДН-16-104-6	1000	6300	3150	97,1	14,6	13,1
СДН-14-46-8	750	800	407	94,8	4,9	4,57
СДН-14-59-8	750	1000	511	95,4	4,37	4,96
СДН-15-39-8	750	1250	637	94,8	7,73	7,29
СДН-15-49-8	750	1600	812	95,6	7,22	7,33
СДН-15-64-8	750	2000	1010	96,0	8,08	6,98
СДН-16-54-8	750	2500	1265	95,8	11,2	10,2
СДН-16-71-8	750	3200	1615	96,4	10,1	10,5
СДН-16-80-8	750	4000	2010	96,7	11,0	11,4
СДН-17-59-8	750	5000	2510	96,5	17,2	15,2
СДН-17-76-8	750	6300	3150	96,9	18,1	14,8
СДН-17-94-8	750	8000	3980	97,1	20,3	18,1
СДН-17-119-8	750	10 000	5000	97,3	23,5	21,0
СДН-14-44-10	600	630	325	93,8	5,6	4,06
СДН-14-56-10	600	800	410	94,4	5,76	4,63
СДН-15-39-10	600	1000	511	94,6	7,66	5,38
СДН-15-49-10	600	1250	637	95,1	7,54	6,56
СДН-15-64-10	600	1600	812	95,7	7,79	6,99
СДН-16-54-10	600	2000	1010	95,7	10,7	8,68
СДН-16-71-10	600	2500	1265	96,2	10,9	8,46
СДН-16-86-10	600	3200	1615	96,6	11,6	10,5
СДН-17-59-10	600	4000	2010	96,6	12,9	12,7
СДН-17-76-10	600	5000	2510	96,9	14,6	11,7
СДН-17-94-10	600	6300	3150	97,1	17,1	14,4
СДН-18-71-10	600	8000	4000	96,8	22,3	20,1
СДН-18-91-10	600	10 000	5000	97,2	22,7	22,1
СДН-14-36-12	500	400	209	92,0	3,88	2,97
СДН-14-44-12	500	500	257	93,6	5,05	3,63
СДН-15-34-12	500	630	327	93,6	5,16	4,72
СДН-15-39-12	500	800	412	94,0	6,48	5,54
СДН-15-49-12	500	1000	511	94,8	6,61	5,88
СДН-16-41-12	500	1250	637	94,8	8,44	6,09
СДН-16-51-12	500	1600	816	95,3	8,63	7,61
СДН-16-64-12	500	2000	1020	95,7	9,22	8,29

Продолжение табл. 16.2

Тип электродвигателя	Частота вращения, об/мин	$P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{ном}}$, квар	η , %	$K_{\text{исд}}$, кВт	$K_{\text{2сд}}$, кВт
СДН-17-49-12	500	2500	1265	95,7	11,5	9,36
СДН-17-59-12	500	3200	1615	96,2	10,2	11,7
СДН-17-76-12	500	4000	2010	96,5	11,3	13,2
СДН-18-59-12	500	5000	2520	96,4	20,0	14,9
СДН-18-71-12	500	6300	3160	96,7	21,0	16,3
СДН-18-91-12	500	8000	3990	97,1	18,1	18,5
СДН-18-111-12	500	10 000	5000	97,4	20,6	22,5
СДН-15-21-16	375	320	170	90,0	4,76	4,1
СДН-15-26-16	375	400	211	91,4	5,31	4,27
СДН-15-34-16	375	500	262	92,6	5,52	4,23
СДН-15-41-16	375	630	327	93,2	6,64	4,91
СДН-16-34-16	375	800	415	95,6	7,07	5,25
СДН-16-41-16	375	1000	515	94,0	8,3	6,55
СДН-16-51-16	375	1250	642	94,6	8,43	7,07
СДН-17-41-16	375	1600	821	94,8	12,1	7,56
СДН-17-49-16	375	2000	1020	95,2	11,9	10,4
СДН-17-59-16	375	2500	1270	95,6	12,5	11,8
СДН-18-49-16	375	3200	1615	95,6	17,5	12,2
СДН-18-61-16	375	4000	2020	96,0	17,6	13,4
СДН-15-29-20	300	320	172	90,0	4,64	4,6
СДН-15-36-20	300	400	211	91,0	5,13	5,08
СДН-16-26-20	300	500	264	91,6	5,81	5,39
СДН-16-34-20	300	630	330	92,6	6,68	5,46
СДН-16-41-20	300	800	416	93,2	7,76	6,0
СДН-17-31-20	300	1000	519	93,2	9,6	7,7
СДН-17-39-20	300	1250	646	94,0	9,87	8,25
СДН-17-46-20	300	1600	821	94,6	10,8	9,15
СДН-18-39-20	300	2000	1020	95,0	13,4	9,85
СДН-18-49-20	300	2500	1270	95,3	15,3	10,7
СДН-18-61-20	300	3200	1630	95,8	16,9	11,8
СДН-18-74-20	300	4000	2020	96,2	18,2	13,0
СДН-16-21-24	250	320	172	89,0	5,78	4,22
СДН-16-26-24	250	400	214	90,8	5,83	4,34
СДН-16-34-24	250	500	264	92,8	6,14	4,58
СДН-16-41-24	250	630	331	92,6	6,86	5,45
СДН-17-31-24	250	800	418	93,0	8,5	6,3
СДН-17-39-24	250	1000	520	93,2	10,0	7,19
СДН-17-46-24	250	1250	646	94,0	10,3	8,21
СДН-18-39-24	250	1600	825	93,8	14,6	10,4

16.2. Источники реактивной мощности

Продолжение табл. 16.2

Тип электродвигателя	Частота вращения, об/мин	$P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{ном}}$, квар	η , %	$K_{\text{ис д}}$, кВт	$K_{\text{2с д}}$, кВт
СДН-18-49-24	250	2000	1025	94,4	16,0	10,4
СДН-18-61-24	250	2500	1270	95,1	15,9	11,7
СДН-19-46-24	250	3200	1630	95,3	16,7	15,4
СДН-19-54-24	250	4000	2030	95,6	20,8	16,3
СДН-17-19-32	187	320	174	88,5	5,19	4,72
СДН-17-21-32	187	400	216	89,5	5,97	5,38
СДН-17-26-32	187	500	266	90,8	6,57	5,29
СДН-17-34-32	187	630	334	91,8	6,27	6,91
СДН-18-26-32	187	800	423	92,0	11,1	7,29
СДН-18-34-32	187	1000	524	92,6	11,5	8,31
СДН-18-44-32	187	1250	650	93,6	12,1	8,4
СДН-17-21-36	167	320	175	88,5	6,65	4,18
СДН-17-26-36	167	400	216	90,0	7,64	4,25
СДН-17-31-36	167	500	268	91,3	8,07	4,7
СДН-18-24-36	167	630	336	91,1	9,73	7,14
СДН-18-29-36	167	800	423	91,6	10,5	8,3
СДН-18-36-36	167	1000	523	92,8	11,3	8,31
СДН-18-44-36	167	1250	655	93,6	11,4	9,65
СДН-18-14-40	150	320	181	85,5	6,26	6,93
СДН-18-19-40	150	400	220	88,5	6,22	6,12
СДН-18-24-40	150	500	268	90,4	6,53	5,9
СДН-19-31-60	100	800	430	90,4	12,9	10,3
СДН-19-39-60	100	1000	532	91,4	15,3	10,6
СДН-20-24-60	100	1250	660	91,4	21,0	11,9
СДН-20-31-50	100	1600	838	92,4	21,5	12,1
СДН-20-39-60	100	2000	1040	93,4	20,7	13,9
СДН-20-49-60	100	2500	1290	94,0	19,6	19,2
СДН-2-16-31-6	1000	800	408	95,0	3,83	3,57
СДН-2-16-36-6	1000	1000	507	95,5	3,94	4,38
СДН-2-16-49-6	1000	1250	631	95,9	3,45	4,6
СДН-2-16-59-6	1000	1600	806	96,2	4,81	5,41
СДН-2-16-74-6	1000	2000	1003	96,6	4,91	5,64
СДН-2-16-31-8	750	630	324	94,3	3,7	3,72
СДН-2-16-36-8	750	800	408	94,9	3,7	4,21
СДН-2-16-46-8	750	1000	508	95,4	3,96	4,22
СДН-2-16-59-8	750	1250	633	95,7	5,46	4,58
СДН-2-17-44-8	750	1600	808	95,9	5,96	5,81
СДН-2-17-56-8	750	2000	1007	96,2	6,67	5,88
СДН-2-16-56-10	600	1000	509	95,1	5,69	4,79

Продолжение табл. 16.2

Тип электродвигателя	Частота вращения, об/мин	$P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{ном}}$, квар	η , %	$K_{\text{ис.д}}$, кВт	$K_{\text{2с.д}}$, кВт
СДНЗ-2-19-49-12	500	3150	1584	96,3	10,92	10,09
СДНЗ-2-19-39-16	375	1600	813	95,4	8,46	6,22
СДНЗ-2-21-56-20	300	6300	3150	96,9	19,43	17,38
СДНЗ-2-20-49-20	300	3200	1616	95,9	14,02	12,21
СДНЗ-2-19-31-20	300	1250	645	93,8	10,43	7,45
СДНЗ-2-19-39-24	250	1250	640	94,6	8,15	6,25
СДНЗ-2-18-34-24	250	500	260	93,0	4,77	3,12
СДКП-2-20-49-16	375	4000	2011	96,4	13,41	14,46
СДКП-2-18-34-16	375	1000	512	94,6	6,73	4,92
СДКП-2-18-26-16	375	800	412	94,0	6,84	5,16
СДКП-2-21-46-24	300	5000	2513	96,4	18,82	16,07
СДКП-2-21-46-20	300	5000	2517	96,2	19,68	18,85
СДКП-2-20-39-20	300	2500	1267	95,6	13,05	10,82
СДКП-2-21-56-24	250	5000	2511	96,4	17,73	16,68
Напряжение 10 кВ						
СДН-15-39-6	1000	1250	645	94,4	6,77	6,98
СДН-15-49-6	1000	1600	817	95,0	7,58	7,56
СДН-15-64-6	1000	2000	1010	95,6	8,39	7,2
СДН-15-76-6	1000	2500	1265	96,0	9,2	8,93
СДН-16-69-6	1000	3200	1620	95,9	11,3	11,0
СДН-16-84-6	1000	4000	2010	96,3	10,6	11,8
СДН-16-104-6	1000	5000	2510	96,6	13,1	11,0
СДН-16-39-8	750	1250	640	93,8	7,2	6,48
СДН-16-44-8	750	1600	815	94,4	8,3	8,12
СДН-16-54-8	750	2000	1020	95,0	9,48	9,83
СДН-16-71-8	750	2500	1265	95,7	8,81	8,23
СДН-16-86-8	750	3200	1615	96,2	12,2	12,3
СДН-17-59-8	750	4000	2010	96,0	14,2	13,0
СДН-17-76-8	750	5000	2510	96,3	15,0	12,8
СДН-17-94-8	750	6300	3160	96,7	16,5	15,3
СДН-16-44-10	600	1250	637	93,8	8,6	6,05
СДН-16-54-10	600	1600	820	94,6	9,43	8,24
СДН-16-71-10	600	2000	1015	95,3	9,64	7,5
СДН-16-86-10	600	2500	1265	95,8	10,1	10,2
СДН-17-59-10	600	3200	1620	95,8	10,3	13,6
СДН-17-76-10	600	4000	2010	96,3	11,3	13,6
СДН-17-94-10	600	5000	2510	96,6	14,1	13,7
СДН-18-71-10	600	6300	3170	96,4	17,6	18,7
СДН-17-34-12	500	1250	642	92,8	9,08	8,53

16.2. Источники реактивной мощности

Окончание табл. 16.2

Тип электродвигателя	Частота вращения, об/мин	$P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{ном}}$, квар	η , %	$K_{1с д}$, кВт	$K_{2с д}$, кВт
СДН-17-41-12	500	1600	820	93,6	9,51	11,0
СДН-17-49-12	500	2000	1020	94,6	10,0	9,36
СДН-17-59-12	500	2500	1275	95,2	8,49	10,2
СДН-17-76-12	500	3200	1620	95,9	9,72	11,2
СДН-18-59-12	500	4000	2039	95,6	16,4	15,4
СДН-18-71-12	500	5000	2520	96,2	16,5	16,4
СДН-18-91-12	500	6300	3160	96,5	14,2	16,4
СДН-18-111-12	500	8000	4000	96,9	16,9	22,1
СДН-17-41-16	375	1250	642	93,6	10,0	7,79
СДН-17-49-16	375	1600	825	94,2	10,3	10,4
СДН-17-59-16	375	2000	1020	94,8	10,4	12,0
СДН-18-49-16	375	2500	1280	94,8	13,2	13,1
СДН-18-61-16	375	3200	1625	95,1	14,7	14,7
СДН-18-74-16	375	4000	2020	95,4	18,5	13,8
СДН-18-31-20	300	1250	645	93,4	9,71	8,07
СДН-18-39-20	300	1600	826	93,8	10,5	11,9
СДН-18-49-20	300	2000	1025	94,4	13,0	12,3
СДН-18-61-20	300	2500	1275	95,2	12,3	13,2
СДН-18-74-20	300	3200	1620	95,5	14,0	15,1
СДН-18-39-24	250	1250	650	93,2	9,96	8,83
СДН-18-49-24	250	1600	825	93,8	11,1	9,51
СДН-18-61-24	250	2000	1025	94,4	12,5	8,53
СДН-19-46-24	250	2500	1280	94,6	13,7	13,3
СДН-19-54-24	250	3200	1635	95,0	18,2	14,4

Таблица 16.3. Технические данные синхронных двигателей типа СТД

$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{ном}}$, квар	η , %	$K_{1с д}$, кВт	$K_{2с д}$, кВт
6	630	320	96,17	2,02	3,25
	800	408	96,33	2,59	3,95
	1000	505	96,52	3,0	4,49
	1250	630	96,85	3,67	4,07
	1600	705	96,99	4,56	4,85
	2000	1000	96,96	4,89	6,72
	2500	1250	97,43	6,49	6,39
	3200	1600	97,61	7,23	8,12
	4000	2000	97,57	7,9	11,4
	5000	2500	97,63	9,07	13,6
	6300	3150	97,83	9,04	13,0
	8000	4000	97,93	10,4	17,0

Окончание табл. 16.3

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{ном}}, \text{квар}$	$\eta, \%$	$K_{\text{лс д}}, \text{кВт}$	$K_{\text{2с д}}, \text{кВт}$
6	10000	5000	97,95	14,2	19,5
	12500	6200	97,945	17,0	24,4
10	630	320	95,33	2,07	3,44
	800	408	95,58	2,47	4,46
	1000	505	95,79	3,21	3,03
	1250	630	96,15	3,6	4,92
	1600	705	96,31	4,25	6,24
	2000	1000	96,48	4,8	7,56
	2500	1250	97,00	5,8	7,96
	3200	1600	97,08	7,16	10,1
	4000	2000	97,19	8,34	12,6
	5000	2500	97,84	8,95	15,0
	6300	3150	97,49	8,98	16,3
	8000	4000	97,64	10,4	19,4
	10000	5000	97,80	11,9	21,4
	12500	6200	97,79	16,7	27,4

Примечание. Для всех электродвигателей частота вращения $n_{\text{ном}} = 3000$ об/мин; $\cos \varphi = 0,9$.

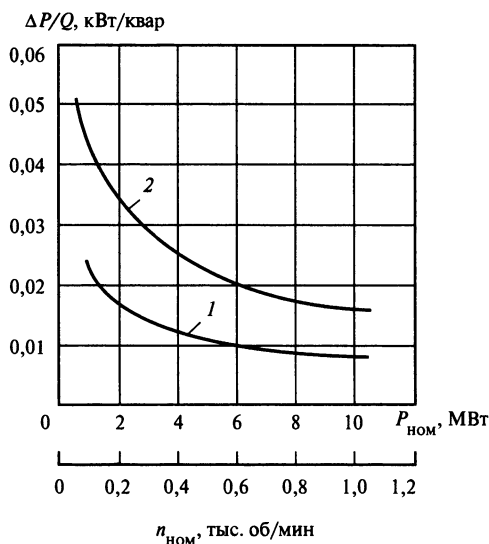


Рис. 16.7. Зависимость потерь активной мощности в синхронных двигателях серии СДН на генерацию реактивной мощности от номинальной активной мощности $P_{\text{ном}}$ и частоты вращения $n_{\text{ном}}$:

1 — $\Delta P/Q = f(P_{\text{ном}})$, $n_{\text{ном}} = 0,5$ тыс. об/мин; 2 — $\Delta P/Q = f(n_{\text{ном}})$, $P_{\text{ном}} = 1$ МВт

Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности синхронным двигателем существенно зависят от номинальной мощности и частоты вращения двигателя. Например, для двигателей СДН напряжением 6 кВ потери при их номинальной нагрузке находятся в пределах от 0,009 до 0,054 кВт/квар (рис. 16.7). Из приведенных кривых видно, что чем ниже значение номинальной мощности и частоты вращения синхронного двигателя, тем значительно выше потери в двигателе на генерацию реактивной мощности.

В качестве дополнительного источника реактивной мощности, служащего для обеспечения потребителей промышленного предприятия сверх того количества, которое возможно и целесообразно получить от энергосистемы и от синхронных двигателей, имеющихся на предприятии, используются установки на базе конденсаторных батарей (КБ). Они устанавливаются как в распределительной сети (6—10 кВ), так и в цеховых сетях на напряжениях 660 и 380 В.

Конденсаторные батареи могут включаться параллельно нагрузке (поперечная

компенсация) или последовательно (продольная компенсация).

В большинстве случаев для компенсации реактивной мощности и регулирования уровня напряжения применяют параллельное включение КБ, в которых конденсаторы, как правило, соединяются в «треугольник» и реже — в «звезду».

Мощность трехфазной конденсаторной установки, соединенной в «треугольник», равна

$$Q_{KB} = 3\omega C_{\phi} U^2, \quad (16.5)$$

где $\omega = 2\pi f_0$; C_{ϕ} — суммарная емкость конденсаторов одной фазы; U — линейное напряжение.

При соединении в «звезду» мощность трехфазной конденсаторной установки равна:

$$Q_{KB} = \omega C_{\phi} U^2. \quad (16.6)$$

Силовые конденсаторы на напряжение до 1 кВ выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении, на напряжение выше 1 кВ (1,05; 3,15; 6,3; 10,5 кВ) — в трехфазном исполнении [16.3].

Из отдельных конденсаторов собирают батареи (КБ) требуемой мощности. Схема батарей конденсаторов определяется тех-

ническими данными конденсаторов и режимами работы КБ в системе электрообеспечения.

Конденсаторные батареи, укомплектованные коммутационными аппаратами, средствами контроля, приборами учета и предназначенные для повышения коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий и распределительных сетей напряжением 6 и 10 кВ, а также цеховых сетей 0,4 кВ, называют комплектными конденсаторными установками (ККУ).

Комплектные конденсаторные установки состоят из стандартных заводских шкафов и могут быть нерегулируемыми (табл. 16.4, 16.5, 16.8) и регулируемыми (табл. 16.6, 16.7).

Регулирование может быть одно- или многоступенчатым. При одноступенчатом регулировании автоматически включается и отключается вся установка. При многоступенчатом регулировании автоматически переключаются отдельные секции батарей конденсаторов. На рис. 16.8 в качестве примера показана схема соединений регулируемой конденсаторной установки мощностью 112,5 квар.

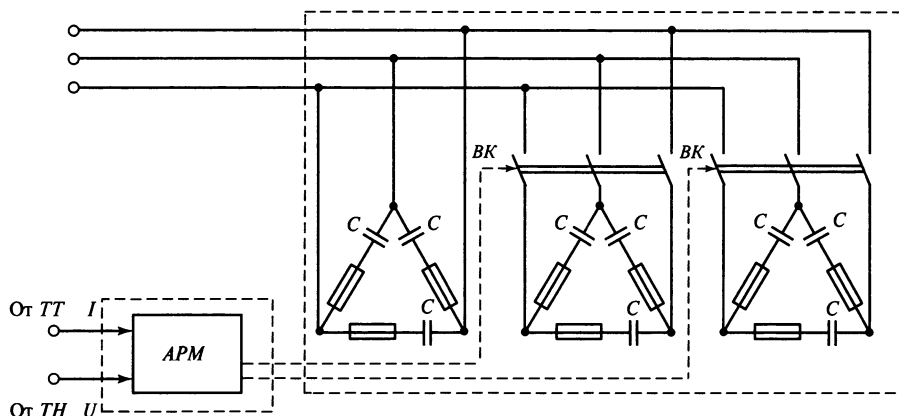


Рис. 16.8. Принципиальная схема регулируемой конденсаторной установки мощностью 112,5 квар:

C — конденсатор; BK — вакуумный контактор; APM — блок автоматического управления; TT — трансформатор тока; TH — трансформатор напряжения

**Таблица 16.4. Комплектные конденсаторные установки нерегулируемые
низкого напряжения $U_{\text{ном}} = 400 \text{ В}$, $f = 50 \text{ Гц}$**

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$Q_{\text{ном}}$, квар	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг, не более
УК-0,38-75 УЗ	0,38	75	700	560	1260	150
УК-0,38-150 УЗ		150			1660	245
УКБ-0,38-150 УЗ		150	580	460	1200	200
УКБ-0,38-300 УЗ		300			1990	440
УКБ-0,38-135 ТЗ		135			1200	200
УКБ-0,38-270 ТЗ		270			1990	440
УКБ-0,4-135 ТЗ	0,4	135	580	460	1200	200
УКБ-0,4-270 ТЗ		270			1990	440
УКБ-0,415-120 ТЗ	0,415	120			1200	200
УКБ-0,415-240 ТЗ		240			1990	440
УКБ-0,44-135 ТЗ	0,44	135			1200	200
УКБ-0,44-270 ТЗ		270			1990	440

**Таблица 16.5. Комплектные конденсаторные установки низкого напряжения
для осветительных сетей с газоразрядными лампами высокого давления**

Тип	Мощность ККУ, квар	Количество конденсаторов	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
УК1-0,4-10 УЗ	10	1	100	300	250	11
УК1-0,4-20 УЗ	20	1	200	300	250	22
УК1-0,4-33,3 УЗ	33,3	1	130	430	450	25
УК1-0,4-36 УЗ	36	1	130	430	450	28
УК1-0,4-37,5 УЗ	37,5	1	130	430	450	30
УК2-0,4-40 УЗ	40	2	345	430	500	52
УК2-0,4-67 УЗ	67	2	345	430	500	59
УК3-0,4-75 УЗ	75	3	550	430	500	78
УК3-0,4-100 УЗ	100	3	550	430	500	87
УК4-0,4-133 УЗ	133	4	755	430	500	115
УК5-0,4-150 УЗ	150	5	755	430	950	145
УК6-0,4-200 УЗ	200	6	755	430	1250	185

Таблица 16.6. Комплексные конденсаторные установки регулируемые низкого напряжения $U_{ном} = 400 \text{ В}$, $f = 50 \text{ Гц}$

Тип	Мощность ККУ, квар	Количество ступеней	Число и мощность ступеней, квар	Ток, А	Сечение вводного медного кабеля, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
УКМ 58-0,4-20-10 У3	20	2	2×10	29	3×10	530	430	1010	47
УКМ 58-0,4-30-10 У3	30	3	3×10	43,3	3×25	530	430	1010	62
УКМ 58-0,4-50-25 У3	50	2	2×25	72,2	3×50	530	430	1010	70
УКМ 58-0,4-50-10 У3	50	5	5×10	72,2	3×50	530	430	1010	78
УКМ 58-0,4-67-33,3 У3	67	2	2×33,3	96,8	3×70	530	430	1010	85
УКМ 58-0,4-100-33,3 У3	100	3	1×33,3 + 1×67	144,5	3×100	680	430	1610	110
УКМ 58-0,4-112,5-37,5 У3	112,5	3	1×37,5 + 1×75	161,8	3×100	680	430	1610	110
УКМ 58-0,4-133-33,3 У3	133	4	2×33,3 + 1×67	192,2	2×(3×50)	680	430	1610	125
УКМ 58-0,4-150-30 У3	150	5	1×30 + 2×60	216,7	2×(3×50)	680	430	1610	132
УКМ 58-0,4-167-33,3 У3	167	5	1×33,3 + 2×67	241,3	3×120	860	430	1610	137
УКМ 58-0,4-180-30 У3	180	6	2×30 + 2×60	260,1	3×120	860	430	1610	145
УКМ 58-0,4-200-33,5 У3	200	6	2×33,3 + 2×67	289	3×150	860	430	1610	168
УКМ 58-0,4-225-37,5 У3	225	6	2×37,5 + 2×75	325,1	2×(3×70)	860	430	1610	168
УКМ 58-0,4-268-67 У3	268	4	4×67	387	2×(3×70)	860	430	1610	195
УКМ 58-0,4-300-33,3 У3	300	9	4×67 + 1×33,3	433,5	2×(3×70)	1250	580	1610	210
УКМ 58-0,4-335-67 У3	335	5	5×67	484	2×(3×120)	1250	580	1610	285
УКМ 58-0,4-337,5-37,5 У3	337,5	9	1×37,5 + 4×75	487	2×(3×120)	1250	580	1610	285
УКМ 58-0,4-402-67 У3	402	6	6×67	581	4×(3×95)	1430	580	1610	305
УКМ 58-0,4-536-67 У3	536	8	8×67	774,5	4×(3×150)	1430	580	1610	562
УКМ 58-0,4-603-67 У3	603	9	9×67	871,3	4×(3×150)	1430	580	1610	585

Окончание табл. 16.6

Тип	Мощность ККУ, квар	Количество ступеней	Число и мощность ступеней, квар	Ток, А	Сечение вводного медного кабеля, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
УКМ 70-0,4-50-10 У3	50	5	1×10 + 2×20	72	3×50	—	—	—	170
УКМ 70-0,4-75-15 У3	75	5	1×15 + 2×30	108	3×10	—	—	—	175
УКМ 70-0,4-100-20 У3	100	5	1×20 + 2×40	144	3×100	—	—	—	210
УКМ 70-0,4-112,5-12,5 У3	112,5	9	1×12,5 + 4×25	161	3×100	—	—	—	115
УКМ 70-0,4-150-25 У3	150	6	2×25 + 2×50	216	3×150	—	—	—	235
УКМ 70-0,4-200-25 У3	200	8	2×25 + 3×50	289	2×(3×185)	—	—	—	280
УКМ 70-0,4-225-25 У3	225	9	1×25 + 4×50	325	2×(3×185)	—	—	—	300
УКМ 70-0,4-250-25 У3	250	10	2×25 + 4×50	361	2×(3×240)	—	—	—	330
УКМ 70-0,4-275-25 У3	275	11	1×25 + 5×50	398	2×(3×240)	—	—	—	340
УКМ 70-0,4-300-25 У3	300	12	2×25 + 5×50	433	2×(3×240)	—	—	—	350
УКМ 70-0,4-350-25 У3	350	14	2×25 + 6×50	498	3×(3×150)	—	—	—	370
УКМ 70-0,4-400-50 У3	400	8	2×25 + 7×50	579	3×(3×185)	—	—	—	430
УКМ 70-0,4-500-50 У3	500	10	2×25 + 9×50	755	3×(3×240)	—	—	—	550
УКМ 70-0,4-550-50 У3	550	11	2×25 + 10×50	810	3×(3×240)	—	—	—	590

Примечание. Изготовитель АО «Электроинтер» (г. Серпухов).

Таблица 16.7. Автоматизированные конденсаторные установки низкого напряжения $U_{\text{ном}} = 400 \text{ В}$, $f = 50 \text{ Гц}$

Тип	Мощность, квар	Номинальный ток, А	Сечение питающего медного кабеля, мм ²	Габариты $L \times B \times H$, мм	Масса, кг
АКУ 0,4-50-10 УЗ	50	72,2	3×50	630×350×1200	45
АКУ 0,4-75-12,5 УЗ	75	108,7	3×50	630×350×1200	50
АКУ 0,4-100-25 УЗ	100	144,5	3×70	630×350×1200	55
АКУ 0,4-100-10 УЗ	100	144,5	3×70	800×450×1300	75
АКУ 0,4-150-10 УЗ	150	216,7	2×(3×50)	800×450×1300	90
АКУ 0,4-200-20 УЗ	200	289,0	2×(3×70)	800×450×1300	105
АКУ 0,4-220-20 УЗ	220	319,0	2×(3×70)	800×450×1300	110
АКУ 0,4-240-20 УЗ	240	348,0	2×(3×95)	800×450×1300	115
АКУ 0,4-260-20 УЗ	260	377,0	2×(3×95)	800×450×1300	120
АКУ 0,4-280-20 УЗ	280	406,0	2×(3×95)	800×450×2000	145
АКУ 0,4-300-20 УЗ	300	433,5	2×(3×120)	800×450×2000	155
АКУ 0,4-330-15 УЗ	330	478,5	2×(3×120)	800×450×2000	165
АКУ 0,4-350-25 УЗ	350	507,5	2×(3×150)	800×450×2000	175
АКУ 0,4-380-20 УЗ	380	551,0	2×(3×150)	800×450×2000	185
АКУ 0,4-400-20 УЗ	400	580,0	2×(3×150)	800×450×2000	195
АКУ 0,4-420-20 УЗ	420	609,0	2×(3×185)	800×450×2000	205

Примечания:

1. АКУ могут изготавливаться с шагом регулирования 2,5 квар.
2. Изготовитель ООО «ДИАЛ-Электролюкс» (г. Москва).

Таблица 16.8. Комплектные конденсаторные установки нерегулируемые высокого напряжения $U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ и } 10,5 \text{ кВ}$, $f = 50 \text{ Гц}$

Тип	Мощность, квар	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
УКЛ 57-6,3(10,5)-450 УЗ(У1)	450	1600	820	1600	422
УКЛ 57-6,3(10,5)-900 УЗ(У1)	900	2400	820	1600	677
УКЛ 57-6,3(10,5)-1350 УЗ(У1)	1350	3200	820	1600	932
УКЛ 57-6,3(10,5)-1800 УЗ(У1)	1800	4000	820	1600	1185
УКЛ 56-6,3(10,5)-1800 УЗ(У1)	1800	4000	850	1600	1335
УКЛ 56-6,3(10,5)-450 УЗ(У1)	450	1600	850	1600	570
УКЛ 56-6,3(10,5)-900 УЗ(У1)	900	2400	850	1600	825
УКЛ 56-6,3(10,5)-1350 УЗ(У1)	1350	3200	850	1600	1080
УКЛ (П)-6,3(10,5)-2250 УЗ	2250	5410	820	1600	1800
УКЛ (П)-6,3(10,5)-2700 УЗ	2700	6210	820	1600	2100
УКЛ (П)-6,3(10,5)-3150 УЗ	3150	7010	820	1600	2400

Примечание. Изготовитель ОАО «Электронтер» (г. Серпухов).

Конденсаторные батареи как источники реактивной мощности получили широкое распространение благодаря относительно низкой стоимости, удобству эксплуатации и, что крайне важно, малым удельным потерям. Отечественные конденсаторы для повышения коэффициента мощности электроустановок переменного тока частоты 50 Гц имеют потери 2—2,5 Вт/квар для типоразмеров напряжением 6—10 кВ и 3,5—4,5 Вт/квар для типоразмеров напряжением до 1 кВ. Прогресс в современном конденсаторостроении, основанный на использовании новых изоляционных материалов и пропиточных жидкостей, позволил создать конденсаторы с удельными потерями 0,1—0,5 Вт/квар. Применение именно таких конденсаторов делает экономически целесообразным повышение степени компенсации реактивной мощности до 1 квар/кВт.

К недостаткам конденсаторов относят: зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения

$$Q = (U_{\text{отн}}/U_{\text{КБ отн}})^2 Q_{\text{ном}}, \quad (16.7)$$

где $U_{\text{отн}}$ — относительное напряжение сети в месте присоединения; $U_{\text{КБ отн}}$ — отношение номинального напряжения КБ к номинальному напряжению сети;

чувствительность к искажениям питающего напряжения;

недостаточную электрическую прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях.

Однако по сравнению с синхронными двигателями и компенсаторами КБ имеют существенные преимущества: низкие потери мощности (0,5—1,0 %) по сравнению с СК (2,5—7,0 %); малые затраты на обслуживание; возможность пофазного регулирования, что позволяет осуществлять широкую компенсацию несимметричных колебаний реактивной мощности; высокую скорость переключения (при тиристорном управлении); отсутствие дальнейшей вероятности увеличения мощности короткого замыкания. Относительная стоимость КБ значительно меньше (на 30—40 %) по

сравнению со стоимостью синхронных компенсаторов. К тому же КБ могут быть размещены в любой точке сети, имеют сравнительно малую массу, у них отсутствуют вращающиеся части, возможны дробление и децентрализация КУ.

Компенсация реактивной мощности с помощью КБ может быть индивидуальная, групповая и централизованная.

Индивидуальную компенсацию применяют чаще всего на напряжениях до 660 В. При этом КБ наглухо присоединяют к зажимам приемника. В этом случае от реактивной мощности разгружается вся сеть системы электроснабжения (СЭС). Такой вид компенсации имеет существенный недостаток — плохое использование установленной мощности КБ, так как с отключением приемника отключается и компенсирующая установка.

При групповой компенсации КБ присоединяют к распределительным пунктам (РП) сети. При этом использование установленной мощности несколько увеличивается, но распределительная сеть от РП до приемника остается нагруженной реактивной мощностью нагрузки.

При централизованной компенсации КБ присоединяют на шины 0,4 кВ цеховой подстанции или на шины 6—10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП). В этом случае от реактивной мощности разгружаются трансформаторы ГПП и питающая сеть. Использование установленной мощности конденсаторов при этом получается наиболее высоким.

Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую, измерительную и другую аппаратуру не рекомендуется установка батарей конденсаторов 6—10 кВ мощностью менее 400 квар при присоединении конденсаторов с помощью отдельного выключателя (рис. 16.9, а) и менее 100 квар при присоединении конденсаторов через общий выключатель с силовым трансформатором, асинхронным двигателем и другими приемниками (рис. 16.9, б). При отключении конденсаторов необходимо, чтобы запасенная в них энергия раз-

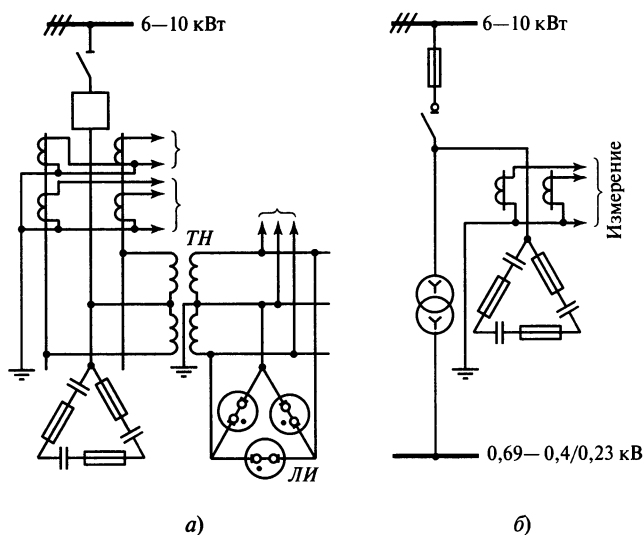


Рис. 16.9. Схема включения батарей конденсаторов:

а — с отдельным выключателем; б — с выключателем нагрузки; ТН — трансформатор напряжения, используемый в качестве разрядного сопротивления для батареи конденсаторов; ЛИ — сигнальные индикаторные лампы

ряжалась автоматически на постоянно включенное активное сопротивление (например, трансформатор напряжения). Значение сопротивления должно быть таким, чтобы при отключении конденсаторов не возникло перенапряжения на их зажимах.

Появление мощных приемников с резкопеременной нагрузкой (главные приводы непрерывных и обжимных прокатных станков, дуговые сталеплавильные печи и т.п.) привело к необходимости создания принципиально новых источников реактивной мощности — *статических компенсирующих устройств* (СТК). Резкие изменения реактивной мощности, сопровождающие работу этих приемников, вызывают значительные колебания питающего напряжения. Кроме того, эти приемники, будучи, как правило, нелинейными элементами в системе электроснабжения, вызывают дополнительные искажения формы токов и напряжений. Поэтому к компенсирующим устройствам предъявляют такие требования, как высокое быстродействие изменения реактивной мощности, достаточный

диапазон регулирования реактивной мощности, возможность регулирования и потребления реактивной мощности, минимальные искажения питающего напряжения.

Основными элементами статических компенсирующих устройств являются конденсатор и реактор — накопители электромагнитной энергии и вентили (тиристоры), обеспечивающие ее быстрое преобразование. На рис. 16.10 приведены некоторые варианты статических компенсирующих устройств, они содержат фильтры высших гармоник (генерирующая часть) $L_{\phi}C_{\phi}$ и регулируемый реактор в различных исполнениях. В настоящее время известно большое количество вариантов схем, которые разделяют на три группы:

1) мостовые источники реактивной мощности с индуктивным накопителем L_0 , подключенным к сети через выпрямительное устройство ВУ и трансформатор Т (рис. 16.10, а);

2) реакторы насыщения с нелинейной вольт-амперной характеристикой L_H (рис. 16.10, б);

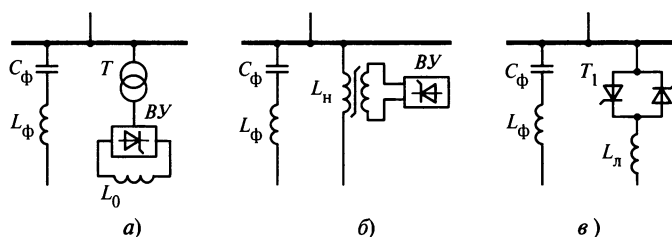


Рис. 16.10. Принципиальные схемы статических компенсирующих устройств

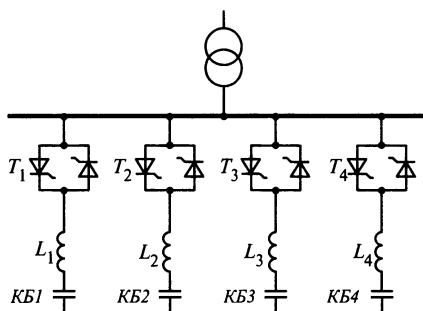


Рис. 16.11. Установка прямой компенсации реактивной мощности со ступенчатым регулированием

3) реакторы с линейной вольт-амперной характеристикой L_n и последовательно включенным тиристорным ключом T_1 (рис. 16.10, в).

Основные достоинства этих устройств — высокое быстродействие, надежность работы и малые потери активной мощности. Недостатком является необходимость установки дополнительного регулируемого реактора.

Статические компенсирующие устройства могут работать по принципу прямой или косвенной компенсации.

Прямая компенсация предусматривает генерирование реактивной мощности статическим компенсатором. Различают ступенчатое и плавное регулирование реактивной мощности. В первом случае различное количество секций КБ подключают с помощью тиристорных ключей. Во втором случае используют преобразователи частоты, преобразователи с искусственной коммутацией тириستоров.

При ступенчатом регулировании по мере увеличения потребления нагрузкой реактивной мощности необходимое количество КБ подключается тиристорными ключами $T_1—T_4$ (рис. 16.11). С увеличением числа ступеней КБ регулирование реактивной мощности становится более плавным. Реакторы $L_1—L_4$ служат для ограничения токов КБ1—КБ4.

Для снижения тока переходного процесса при подключении очередной ступени компенсатора ее включение осуществляется при равенстве напряжения на КБ и напряжения сети, которое в момент включения равно своему амплитудному значению, что соответствует переходу через нуль тока конденсатора. Этот способ уменьшения тока переходного процесса требует предварительной зарядки конденсаторов. Тиристорный ключ в отключенном состоянии находится под действием удвоенного амплитудного напряжения сети, вследствие чего расчетная мощность тириستоров увеличивается в 2 раза. Для трехфазных схем соединения в треугольник составляет $S_T = 2,54Q$.

В связи с тем что включение КБ осуществляется в строго определенные моменты времени, быстродействие рассматриваемого компенсатора невелико. Максимальное запаздывание при частоте сети 50 Гц может достигать 10 мс.

Для плавного регулирования реактивной мощности применяются непосредственные преобразователи частоты (НПЧ). Такой компенсатор представляет собой

нерегулируемый генератор высокой частоты, включенный через НПЧ (рис. 16.12, а).

В зависимости от соотношения напряжений сети U_A, U_B, U_C и напряжений на выходе НПЧ U_{A1}, U_{B1}, U_{C1} компенсатор может генерировать или потреблять реактивную мощность. При этом от генератора высокой частоты реактивная мощность в любом случае потребляется. Учитывая это, в качестве генератора можно использовать статическое устройство, содержащее LC-контуры (рис. 16.12, б). Так как конденсаторы в рассматриваемом компенсаторе работают на высокой частоте, он имеет некоторое преимущество по габаритным размерам и стоимости по сравнению с компенсаторами других типов.

В качестве источников реактивной мощности для прямой компенсации также используются компенсаторы с искусственной коммутацией тиристоров. Такой компенсатор представляет собой параллельное соединение двух трехфазных преобразователей. Изменение знака угла управления тиристоров достигается искусственной коммутацией тока в вентильных контурах напряжениями коммутирующих конденсаторов, а не напряжением сети.

Косвенная компенсация реактивной мощности заключается в том, что параллельно нагрузке включается стабилизатор реактивной мощности, обеспечивающий неизменную суммарную реактивную мощность

$$Q_{\Sigma} = Q_H(t) + Q_{CT}(t) = \text{const}, \quad (16.8)$$

где $Q_H(t)$ — реактивная мощность нагрузки; $Q_{CT}(t)$ — реактивная мощность стабилизатора.

Суммарная реактивная мощность Q_{Σ} компенсируется с помощью КБ. В качестве стабилизаторов в настоящее время используются тиристорные компенсаторы реактивной мощности.

Наиболее широкое распространение получили компенсаторы с фазоуправляемыми тиристорными ключами. На рис. 16.13, а представлена схема однофазного тиристорного фазоуправляемого

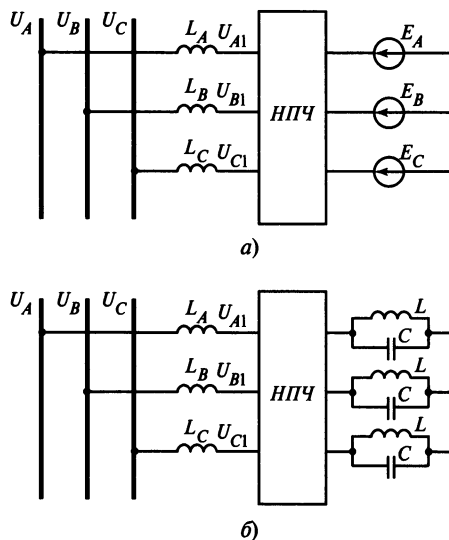


Рис. 16.12. Установка прямой компенсации реактивной мощности с непосредственным преобразователем частоты (а), с непосредственным преобразователем частоты и LC-контурами (б)

ключа $T_1—T_2$. Угол управления α изменяется в пределах от 0 до $\pi/2$.

Если допустить, что активное сопротивление реактора равно нулю, для интервала проводимости тиристоров можно записать

$$L \frac{di(t)}{dt} = u(t) = U_{\max} \cos \omega t, \quad (16.9)$$

отсюда ток через индуктивность

$$i(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha/\omega}^t u(t) dt = I_{\max} (\sin \omega t - \sin \alpha t). \quad (16.10)$$

Ток компенсатора при угле управления $\alpha \neq 0$ становится несинусоидальным. Кривые тока $i(t)$, напряжения $u(t)$ компенсатора при угле управления $\alpha \neq 0$ приведены на рис. 16.13, б.

В качестве источника реактивной мощности при косвенной компенсации также используют стабилизаторы с синхронизированными тиристорными ключами $T_1—T_3$ (рис. 16.14). При изменении реактивной мощности нагрузки подключается различ-

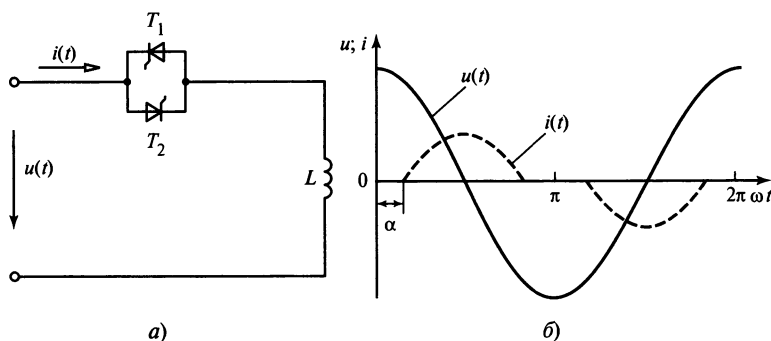


Рис. 16.13. Схема фазоуправляемого тиристорного регулятора (а), кривые тока $i(t)$, напряжения $u(t)$ при угле управления $\alpha \neq 0$ (б)

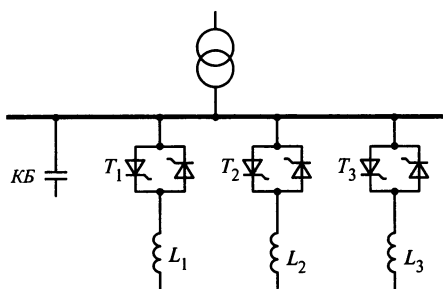


Рис. 16.14. Схема стабилизатора реактивной мощности с синхронизированными тиристорными ключами

ное количество реакторов. Для снижения тока переходного процесса включение и отключение реакторов производится при $\alpha = \pi/2$, когда проходящий ток равен нулю. В связи с этим запаздывание на включение и отключение реакторов не превышает 10 мс. Достоинством этого компенсатора является отсутствие высших гармоник в спектре тока.

16.3. РАЗМЕЩЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

При выборе и размещении средств компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий различают две группы промыш-

ленных сетей в зависимости от состава их нагрузок:

первая группа — сети общего назначения, сети с режимом прямой последовательности основной частоты 50 Гц;

вторая группа — сети со специфическими нелинейными, несимметричными и резкопеременными нагрузками.

Решение задачи компенсации для второй группы имеет ряд особенностей, в том числе необходимость обеспечения показателей качества электроэнергии у электроприемников с требуемым быстродействием.

При проектировании сначала вычисляются наибольшие суммарные расчетные активные и реактивные мощности предприятия $P_{\text{расч}}$ и $Q_{\text{расч}}$, которые обуславливают естественный коэффициент мощности.

Для определения мощности компенсирующих устройств пользуются не расчетной мощностью $Q_{\text{расч}}$, а меньшим значением Q_{max} , учитывая несовпадение по времени наибольшей активной нагрузки энергосистемы и наибольшей реактивной мощности промышленного предприятия. Это несовпадение учитывают коэффициентом k_{max} , значения которого в зависимости от того, к какой отрасли промышленности относится предприятие, лежат в пределах от 0,75 до 0,95. Тогда

$$Q_{\text{max}} = k_{\text{max}} Q_{\text{расч}}. \quad (16.11)$$

Значения наибольшей активной нагрузки $P_{\text{расч}}$ и суммарной реактивной Q_{max} сообщаются в энергосистему для определения значения экономически оптимальной реактивной мощности, которую энергосистема может передать предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активной нагрузки энергосистемы, соответственно Q_{31} и Q_{32} . По мощности Q_{31} определяется суммарная мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max}} - Q_{31}, \quad (16.12)$$

а по мощности Q_{32} — регулируемая часть компенсирующих устройств

$$Q_{\text{КУ рег}} = Q_{31} - Q_{32}. \quad (16.13)$$

Устанавливаемые на шинах низкого напряжения главных понизительных подстанций (ГПП) предприятия компенсирующие устройства не только обеспечивают поддержание коэффициента мощности системы $\cos\varphi_{\text{сист}}$, но и уменьшают мощность силовых трансформаторов ГПП $S_{\text{тр}}$:

$$S_{\text{тр.расч}} = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + (Q_{\text{расч}} - Q_{\text{КУ}})^2}. \quad (16.14)$$

Таковыми КУ могут быть синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи и синхронные двигатели.

Синхронные компенсаторы устанавливаются только на ГПП крупных промышленных предприятий по согласованию с питающей энергосистемой, при этом СК находятся на балансе у энергосистемы и используются при необходимости (например, при системных авариях) как резервный источник реактивной мощности. Поэтому установка их в сетях первой группы ограничена.

Синхронные двигатели высокого напряжения (двигатели компрессорных, насосных станций и т.п.) учитываются в общем балансе реактивной мощности предприятия, но, как правило, их реактивной мощности бывает недостаточно, и тогда недостающую реактивную мощность восполняют за счет батарей конденсаторов.

Баланс реактивной мощности в узле 6—10 кВ промышленного предприятия можно записать в виде следующего соотношения:

$$Q_{\text{ВН}} + Q_{\text{ТП}} + \Delta Q - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{КБ}} - Q_{31} = 0, \quad (16.15)$$

где $Q_{\text{ВН}}$ — расчетная реактивная нагрузка приемников высокого напряжения (ВН) 6—10 кВ; $Q_{\text{ТП}}$ — некомпенсированная мощность нагрузки $Q_{\text{н}}$ сети до 1 кВ, питаемой через трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций (ТП); ΔQ — потери реактивной мощности в сети 6—10 кВ, особенно в трансформаторах ГПП.

Использование конденсаторов на напряжение 6—10 кВ снижает затраты на компенсацию реактивной мощности, так как конденсаторы низкого напряжения обычно более дорогие (на 1 квар мощности).

В сетях низкого напряжения (до 1 кВ) промышленных предприятий, к которым подключается большая часть приемников электроэнергии, потребляющих реактивную мощность, коэффициент мощности нагрузки лежит в пределах 0,7—0,8. Эти сети электрически более удалены от источников питания [энергосистемы или местной тепловой электроцентрали (ТЭЦ)]. Поэтому для снижения затрат на передачу реактивной мощности компенсирующие устройства располагают непосредственно в сети до 1 кВ.

На предприятиях со специфическими нагрузками (ударными, резкопеременными) кроме выше указанных устройств компенсации в сетях второй группы применяют фильтрокомпенсирующие, симметрирующие и фильтросимметрирующие устройства. В последнее время вместо вращающихся СК находят все более широкое применение статические компенсаторы реактивной мощности (СТК), которые наряду с улучшением коэффициента мощности позволяют стабилизировать питающее напряжение.

В цеховых сетях большинства предприятий для регулирования реактивной мощности используются батареи статических конденсаторов. При этом (рис. 16.15) осу-

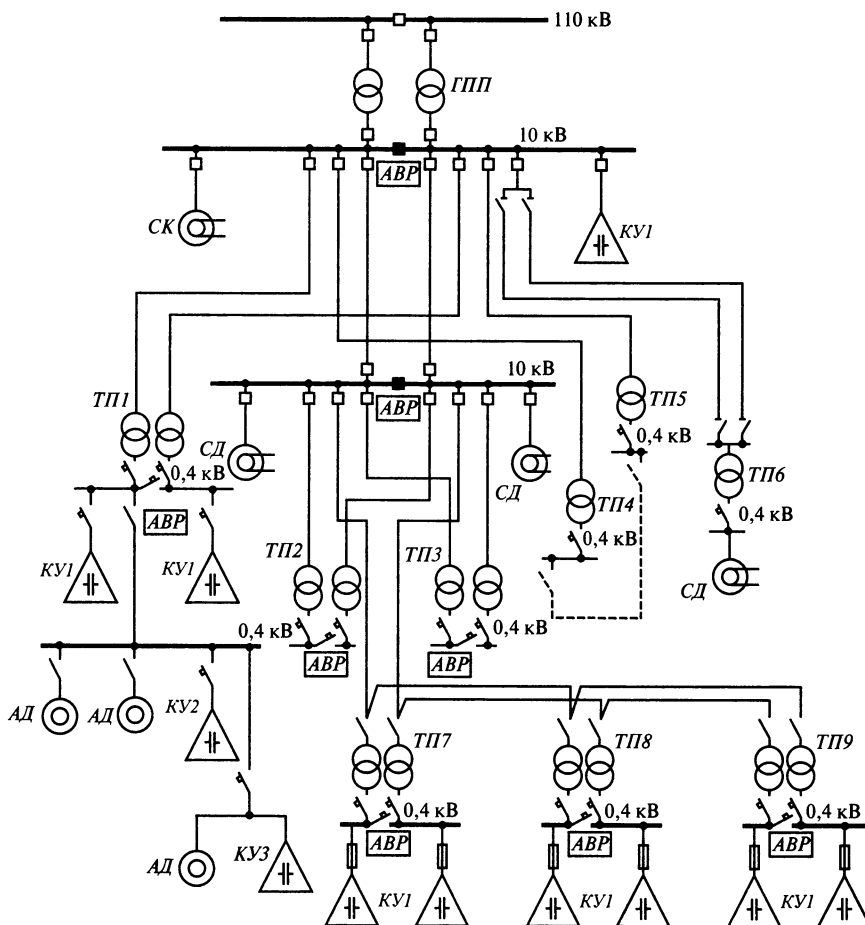


Рис. 16.15. Размещение КУ в СЭС промышленного предприятия:

ГПП — главная понижающая подстанция предприятия; СК — синхронный компенсатор; АВР — устройство автоматического ввода резерва; КУ1 — КБ для централизованной компенсации реактивной мощности; КУ2 — КБ для групповой компенсации реактивной мощности; КУ3 — КБ для индивидуальной компенсации реактивной мощности; ТП1—ТП9 — цеховые трансформаторные подстанции; СД — синхронные двигатели; АД — асинхронные двигатели

ществляется централизованная (КУ1), групповая (КУ2) или индивидуальная (КУ3) компенсация реактивной мощности.

Таким образом, источники реактивной мощности в системе электроснабжения промышленного предприятия, используемые для компенсации реактивной мощности, могут быть расположены так, как это показано на рис. 16.15.

16.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

В общем случае определение мощности компенсирующих устройств является оптимизационной задачей, которая должна решаться как задача поиска удовлетворительного технического решения при соблюдении требования минимума затрат в системе электроснабжения. Исходя

из расчетной нагрузки предприятия, имеющих источники реактивной мощности и задания энергосистемы на переток реактивной мощности из системы на данное предприятие в час максимума нагрузки, определяют ту мощность дополнительных источников — конденсаторов, синхронных компенсаторов, статических управляемых компенсирующих устройств, при которой затраты на компенсацию реактивной нагрузки предприятия получаются наименьшими [16.8]:

$$Z = Z_{\pi} + Z_{\text{КУ}}, \quad (16.16)$$

где Z_{π} — затраты, обусловленные активными потерями от прохождения потоков активных и реактивных мощностей; $Z_{\text{КУ}}$ — затраты на компенсирующие устройства.

При использовании батарей конденсаторов

$$Z_{\text{КУ}} = \gamma_{\text{КУ}} Q_{\text{КУ}}, \quad (16.17)$$

где $\gamma_{\text{КУ}}$ — удельные затраты на КБ, руб/квар в год; $Q_{\text{КУ}}$ — реактивная мощность компенсирующего устройства.

Целевая функция при установке КБ на подстанции

$$Z = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{c_0} + \gamma_{\text{КУ}} (Q_{\text{н}} - Q), \quad (16.18)$$

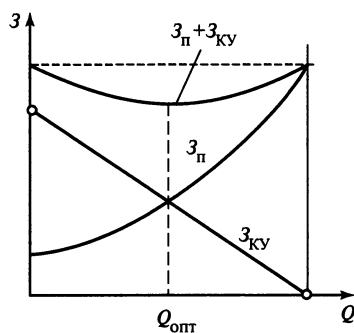


Рис. 16.16. К определению минимума суммарных затрат на компенсацию

где $Q_{\text{н}}$ — реактивная мощность нагрузки подстанции; c_0 — удельная стоимость активных потерь; R — эквивалентное сопротивление сети; $Q = Q_{\text{н}} - Q_{\text{КУ}}$ — реактивная мощность, протекающая в сети после установки КБ.

Взяв производную целевой функции по Q и приравняв ее нулю

$$\frac{dZ}{dQ} = \frac{2Q}{U^2} R_{c_0} - \gamma_{\text{КУ}} = 0, \quad (16.19)$$

определяют оптимальное значение мощности после компенсации

$$Q_{\text{опт}} = Q_{\text{КУ}} U^2 / (2 R_{c_0}) \quad (16.20)$$

и значение мощности КБ

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{опт}}. \quad (16.21)$$

Для простоты расчета не учтено влияние $Q_{\text{КУ}}$ и $Q_{\text{опт}}$ на U , так как $\Delta U \approx 0$.

Полученное решение может быть проиллюстрировано с помощью кривых рис. 16.16.

Рассмотрим более сложный случай — сеть, состоящую из двух участков: сети энергосистемы с сопротивлением R_c и потребителя R_{π} (рис. 16.17). Очевидно, что КБ могут быть установлены в узле системы $Q_{\text{к.с}}$ и у потребителя $Q_{\text{к.п}}$. Однако экономически целесообразное решение может заключаться в установке только $Q_{\text{к.с}}$ или только $Q_{\text{к.п}}$.

Для нахождения оптимальных значений $Q_{\text{к.с}}$ или $Q_{\text{к.п}}$ составим функцию приве-

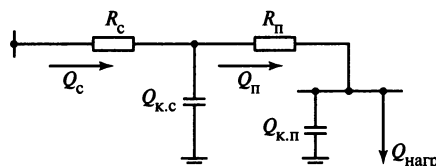


Рис. 16.17. Схема сети из двух участков: энергосистемы R_c и потребителя R_{π}

денных затрат и найдем ее частные производные по $Q_{к.с}$ и $Q_{к.п}$:

$$\begin{aligned} 3 &= \frac{(Q_{п} - Q_{к.п})^2}{U^2} R_{п} c_0 + \\ &+ \frac{(Q_{п} - Q_{к.п} - Q_{к.с})^2}{U^2} R_{с} c_0 + \\ &+ \gamma_{к.п} Q_{к.п} + \gamma_{к.с} Q_{к.с}, \quad (16.22) \end{aligned}$$

где $\gamma_{к.с}$ и $\gamma_{к.п}$ — удельные затраты на установку КБ в узле системы и у потребителя, соответственно.

Решение системы уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{d3}{dQ_{к.п}} &= 0; \\ \frac{d3}{dQ_{к.с}} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (16.23)$$

дает экономически целесообразные значения мощностей КБ $Q_{к.с}^3$ и $Q_{к.п}^3$ в узлах энергосистемы и предприятия:

$$\begin{aligned} Q_{к.п}^3 &= Q_{п} - \frac{(\gamma_{к.с} - \gamma_{к.п})U^2}{2R_{п}c_0} = \\ &= Q_{п} - Q_{э.п}, \quad (16.24) \end{aligned}$$

$$Q_{к.с}^3 = Q_{э.п} - \frac{\gamma_{к.с}U^2}{2R_{с}c_0}, \quad (16.25)$$

$$\text{где } Q_{э.п} = \frac{(\gamma_{к.с} - \gamma_{к.п})U^2}{2R_{п}c_0}.$$

Если $Q_{к.п}^3$ или $Q_{к.с}^3$ окажутся отрицательными, необходимо произвести новый расчет, используя формулы для одного узла:

$$\text{при } Q_{к.п}^3 < 0 \quad Q_{к.с}^3 = Q_{п} - \frac{\gamma_{к.с}U^2}{2R_{с}c_0};$$

$$\text{при } Q_{к.с}^3 < 0 \quad Q_{к.п}^3 = Q_{п} - \frac{\gamma_{к.п}U^2}{2R_{п}c_0}.$$

Электроприемники напряжением до 1 кВ — основные потребители реактивной мощности, следовательно, средства компенсации, в частности конденсаторы, по возможности следует устанавливать в той же сети.

От реактивной нагрузки электроприемников напряжением до 1 кВ зависят выбор числа и мощности цеховых трансформаторов промышленных предприятий, пропускная способность питающих и распределительных сетей и в значительной степени схема электроснабжения. Поэтому выбор средств компенсации реактивной мощности от электроприемников до 1 кВ следует рассматривать одновременно с определением числа и мощности трансформаторов, числа и пропускной способности питающих линий.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НКБ), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

1) определяют мощность НКБ, исходя из пропускной способности трансформатора;

2) определяют дополнительную мощность НКБ в целях оптимального снижения потерь в цеховых трансформаторах и в сети напряжением 6—10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НКБ $Q_{НКБ}$

$$Q_{НКБ} = Q_{НКБ1} + Q_{НКБ2}, \quad (16.26)$$

где $Q_{НКБ1}$ и $Q_{НКБ2}$ — суммарные мощности НКБ, определяемые на двух указанных этапах расчета;

$$Q_{НКБ1} = Q_{р} - Q_{\max \tau}; \quad (16.27)$$

$Q_{р}$ — расчетная реактивная мощность за наиболее загруженную смену на напряжение до 1 кВ; $Q_{\max \tau}$ — наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через цеховые трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Наибольшая реактивная мощность определяется по формуле

$$Q_{\max T} = \sqrt{(Nk_3 S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}, \quad (16.28)$$

где N — число трансформаторов; k_3 — рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора; P_p — расчетная активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее загруженную смену; $S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{P_p}{(k_3 N)}.$$

Реактивная мощность Q_T , проходящая через один трансформатор, для группы из N трансформаторов с одинаковой номинальной мощностью будет равна

$$Q_T = (Q_{\max T} - Q_{\text{НКБ1}})/N. \quad (16.29)$$

Если в расчетах оказывается, что $Q_{\text{НКБ1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (принимается $Q_{\text{НКБ1}} = 0$).

Дополнительная мощность $Q_{\text{НКБ2}}$ НКБ для данной группы трансформаторов вычисляется по формуле

$$Q_{\text{НКБ2}} = Q_p - Q_{\text{НКБ1}} - \gamma N S_{\text{ном.т}}, \quad (16.30)$$

где γ — расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питающей сети и расчетных коэффициентов, зависящих, в свою очередь, от удельных приведенных затрат на установку батарей конденсаторов низшего и высшего напряжений, потерь активной мощности, параметров питающей линии и номинальной мощности трансформатора.

Если в расчетах оказывается, что $Q_{\text{НКБ2}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при определении дополнительной мощности в целях снижения потерь в трансформаторах и питающей сети не требуется (принимается $Q_{\text{НКБ2}} = 0$).

Реактивная мощность, найденная по формуле (16.26), распределяется между трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

16.5. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ С НЕЛИНЕЙНОЙ НАГРУЗКОЙ

На промышленных предприятиях второй группы, имеющих специфические нагрузки (нелинейные, несимметричные и резкопеременные), компенсация реактивной мощности имеет свои особенности.

Нагрузки, вольт-амперные или вебер-амперные характеристики которых нелинейны, потребляют из сети ток, кривая которого оказывается несинусоидальной. К числу таких нагрузок относят в первую очередь различного рода вентильные преобразователи (ВП) как управляемые, так и неуправляемые, установки дуговой и контактной сварки, дуговые сталеплавильные печи, газоразрядные лампы, нагрузки некоторых специальных установок (табл. 16.9).

Нагрузки с регулируемыми ВП характеризуются большим потреблением реактивной мощности, а следовательно, низким $\cos \varphi$. Так, для ВП прокатных станов $\cos \varphi = 0,3 \div 0,8$.

Потребление нелинейными нагрузками несинусоидального тока приводит к искажению кривой напряжения/тока сети или к несинусоидальному режиму. Гармонический анализ несинусоидальных кривых напряжения/тока позволяет выявить состав высших гармонических составляющих. Воздействие высших гармоник приводит к экономическим ущербам из-за ухудшения энергетических показателей, снижения надежности функционирования электрических сетей и сокращения срока службы электрооборудования.

Для улучшения $\cos \varphi$ и уменьшения уровня высших гармоник используют батареи конденсаторов и силовые фильтры.

Батареи конденсаторов допускается применять так же, как и в сетях со спокойной нагрузкой, если выполняются следующие условия:

для вентильных преобразователей с мощностью $S_{\text{ВП}}$

$$S_k / S_{\text{ВП}} \geq 200, \quad (16.31)$$

Таблица 16.9. Основные виды нелинейных нагрузок

Вид нелинейной нагрузки	Номера генерируемых гармоник n	Формулы для определения токов высших гармоник сетевого тока
Вентильные преобразователи: 6-пульсные	5, 7, 11, 13	$I_1 = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} U_{\text{сети}}}$
12-пульсные	11, 13, 23, 25	$I_n = \frac{I_1}{n}$
Тиристорные регуляторы мощности и регуляторы напряжения	5, 7, 11, 13	$I_n = \frac{0,7 S_{\text{рег}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} n}$
	2, 3, 4	$I_n = \frac{0,1 S_{\text{рег}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} n}$
Сварочный шестифазный преобразователь с трансформатором	2, 3, 4, 5, 7	$I_n = \frac{I_{\text{ном.т}}}{n^2}$
Однофазные сварочные установки	3, 5, 7 ...	$I_n = I_1 \frac{(0,26 \div 0,34)}{n^2}$
Реакторы с тиристорным управлением	3, 5, 7	$I_1 = \frac{I_{\text{max}}}{2} [2(\pi - \alpha) - \sin 2(\pi - \alpha)]$ $I_n = \frac{2}{\pi} \left[\frac{\sin(n-1)(\pi - \alpha)}{n-1} - \frac{\sin(n+1)(\pi + \alpha)}{n+1} \right],$ <p>где I_{max} — максимальное значение тока через реактор, α — угол управления тиристорами</p>
Телевизоры	3, 5, 7, 11	$I_3 = (0,75 \div 0,85) I_1$ $I_5 = (0,45 \div 0,6) I_1$ $I_7 = (0,12 \div 0,3) I_1$ $I_{11} = (0,08 \div 0,15) I_1$
Персональные компьютеры	3, 5, 7, 9	$I_3 = (0,7 \div 0,85) I_1$ $I_5 = (0,45 \div 0,65) I_1$ $I_7 = (0,15 \div 0,35) I_1$ $I_9 = (0,08 \div 0,15) I_1$

Примечание. $S_{\text{пр}}$ — мощность преобразователя; $S_{\text{рег}}$ — мощность регулятора; I_n — токи высших гармоник; I_1 — ток основной (первой) гармоники; $I_{\text{ном.т}}$ — номинальный ток трансформатора.

для других нелинейных нагрузок с суммарной мощностью $S_{\text{нл}}$

$$S_k / S_{\text{нл}} \geq 100, \quad (16.32)$$

где S_k — мощность КЗ.

Для оценки влияния нелинейных нагрузок на сеть предприятия необходимо опре-

делить коэффициент искажения синусоидальности напряжения, который согласно ГОСТ 13109—97 находится по формуле, %

$$K_{\text{нс}} = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^m U_n^2}}{U_{\text{ном}}}, \quad (16.33)$$

где U_n — действующее значение напряжений n -й гармоники; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети; m — порядковый номер последней из учитываемых гармоник.

Если $K_{\text{нс}}$ меньше 5 %, рекомендуется применять в качестве устройств компенсации батареи конденсаторов KB в комплекте с защитным реактором P и разрядником BP (рис. 16.18). Индуктивное сопротивление защитного реактора на частоте 50 Гц определяется из условия

$$X_L \geq \frac{1,1 U_{\text{ном KB}}^2}{n^2 Q_{\text{ном KB}}}, \quad (16.34)$$

где $U_{\text{ном KB}}$ и $Q_{\text{ном KB}}$ — номинальное напряжение и реактивная суммарная мощность батареи конденсаторов.

При коэффициенте $K_{\text{нс}} \geq 5 \%$ рекомендуется применять силовые фильтры высших гармоник (рис. 16.19). Фильтры

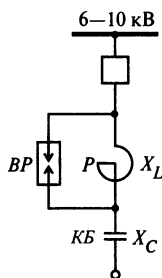


Рис. 16.18. Схема защиты KB от высших гармоник

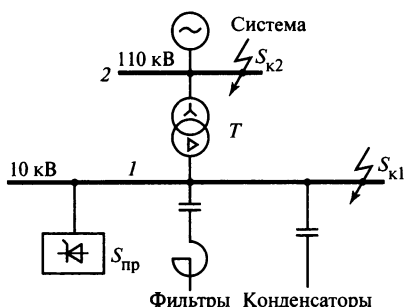


Рис. 16.19. СЭС с конденсаторными батареями и фильтрами высших гармоник:

S_{K1} , S_{K2} — мощность КЗ на шинах 1 и 2; T — силовой трансформатор; $S_{\text{пр}}$ — мощность преобразователя

рассчитываются по найденному значению $K_{\text{нс}}$, исходя из состава и уровня гармоник.

Поскольку снижение уровней высших гармоник в электрических сетях является частью общей задачи уменьшения влияния нелинейных нагрузок на питающую сеть и улучшения качества электроэнергии, то решают эту задачу комплексно, применяя многофункциональные устройства. Такими устройствами, обеспечивающими минимизацию уровня высших гармоник и компенсацию реактивной мощности в СЭС предприятий, являются силовые резонансные фильтры высших гармоник, получившие название фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ).

Фильтрокомпенсирующее устройство состоит из нескольких параллельно соединенных LC -цепей, настроенных на частоты отдельных гармоник. Дефицит реактивной мощности на шинах подстанций при установке ФКУ может быть полностью покрыт за счет батарей конденсаторов ФКУ. При этом установленная мощность конденсаторов используется на 80—90 %. Конденсаторы в ФКУ могут быть соединены по схеме звезда (рис. 16.20, а) или по схеме треугольник (рис. 16.20, б). Наибольшее распространение получила схема, представленная на рис. 16.20, а, где изоляция конденсаторов относительно земли находится под напряжением, не превышающим фазное.

Число параллельных резонансных LC -цепей в ФКУ зависит от частоты и уровня высших гармоник, генерируемых нелинейной нагрузкой. В табл. 16.9 приведены основные виды потребителей с нелиней-

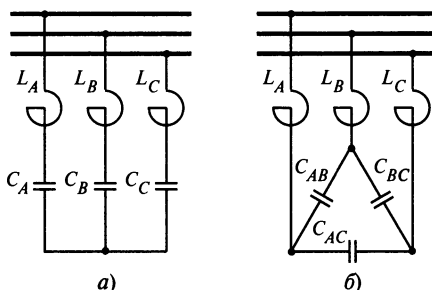


Рис. 16.20. Принципиальные схемы ФКУ

ными характеристиками, номера генерируемых ими основных гармоник и формулы для определения токов этих гармоник.

Как правило, в сетях с 6-пульсными вентильными преобразователями (ВП) устанавливаются ФКУ, настроенные на 5, 7, 11 и 13-ю гармоники, в сетях с 12-пульсными ВП — ФКУ, настроенные на 11-ю и 13-ю гармоники (рис. 16.21), в сетях с электродуговыми сталеплавильными печами (ЭДСП) используют ФКУ, настроенные на 2, 3, 4, 5 и 7-ю гармоники, или СТК, состоящий из фильтров тех же гармоник и регулируемого реактора (рис. 16.22).

При расчете параметров ФКУ сначала определяют мощность конденсаторов. Тех-

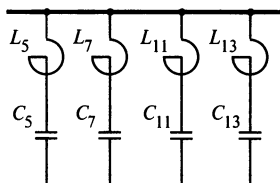


Рис. 16.21. Однолинейная схема ФКУ, настроенного на 5, 7, 11 и 13-ю гармоники

ническими условиями на эксплуатацию КБ предусматривается ограничение значений напряжения и тока выше номинальных, которые учитываются соответственно коэффициентами C_U и C_I . В зависимости от типа конденсаторов принимают $C_U = 1$ или 1,1 и $C_I = 1,3$ или 1,5.

Напряжение на КБ одного ФКУ, настроенного на n -ю гармонику, не превышает допустимого (номинального) значения, если соблюдается условие

$$C_U \geq K_Q \alpha K_U, \quad (16.35)$$

$$\text{где } \alpha = \frac{n^2}{n^2 - 1}; \quad K_Q = 1 + \frac{Q_{\text{ном КБ}}}{S_K}; \quad K_U =$$

$$= \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{ном КБ}}}; \quad n — \text{номер гармоники, на которую}$$

настроено ФКУ с КБ мощностью $Q_{\text{ном КБ}}$; S_K — мощность короткого замыкания на шинах источника питания; U_{max} — наибольшее возможное в эксплуатации значение линейного напряжения на шинах под-

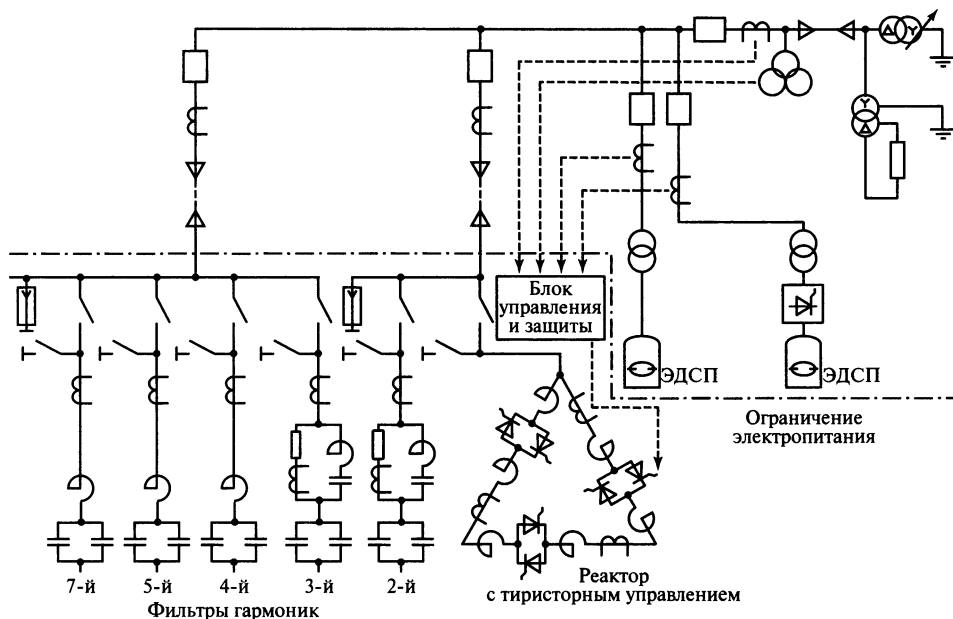


Рис. 16.22. Типовая схема включения устройств компенсации реактивной мощности для дуговых печей

станции; $U_{\text{ном КБ}}$ — номинальное напряжение КБ.

Максимальное напряжение на зажимах КБ определяется как

$$U_{\text{мах КБ}} = U_c K_U K_Q Q_{\text{КБ}}, \quad (16.36)$$

где U_c — напряжение сети.

Действующее значение тока в цепи КБ определяется токами 1-й и n -й гармоники

$$I_{\text{КБ}} = \sqrt{I_1^2 + I_n^2}. \quad (16.37)$$

Перегрузки КБ ФКУ по току отсутствуют, если

$$\sqrt{I_1^2 + I_n^2} \geq C_I I_{\text{ном КБ}}, \quad (16.38)$$

где I_1 и I_n — токи 1-й и n -й гармоник в цепи ФКУ; $I_{\text{ном КБ}}$ — номинальный ток КБ.

Допустимое действующее значение токов высших гармоник в цепи ФКУ, согласно [16.6], составляет при $U_c = 1,1 U_{\text{ном}}$ $I_{\text{доп КБ}} = 0,7 I_1$, при $U_c = U_{\text{ном}}$ $I_{\text{доп КБ}} = 0,83 I_1$.

Мощность КБ ФКУ n -й гармоники можно определить по упрощенной формуле

$$Q_{\text{КБ}} \geq 1,2 K_c U_{\text{ном КБ}} I_{\text{КБ}}, \quad (16.39)$$

где $K_c = \sqrt{3}$ при соединении конденсаторов в «треугольник»; $K_c = 3$ — при соединении конденсаторов в «звезду».

По номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$ и расчетной мощности $Q_{\text{КБ}}$ выбирают стандартную батарею конденсаторов с $Q_{\text{ном. КБ}} \geq Q_{\text{КБ}}$ и емкостью $C_{\text{КБ}}$ [16.3]. По этой емкости рассчитывают индуктивность реактора ФКУ для каждой из высших гармоник, исходя из условия резонанса

$$\omega_n L_n = \frac{1}{\omega_n C_{\text{КБ } n}}, \quad (16.40)$$

где $\omega_n = 2\pi n f_0$ — угловая частота n -й гармоники ($n = 2, 3, 5, 7 \dots$); $f_0 = 50$ Гц — частота основной гармоники;

$$L_n = \frac{1}{(2\pi n f_0)^2 C_{\text{КБ } n}}. \quad (16.41)$$

По полученному значению индуктивности L_n , номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$ и току $I_{\text{КБ}}$ выбирают реактор. Значение индуктивности реактора $L_{p \ n}$ может отличаться от расчетного L_n не более чем на $\pm 5 \%$.

Для подавления в электрических сетях высших гармоник ($n = 3, 5, 7, 11, 13$) промышленностью выпускаются готовые ФКУ, настроенные на частоты этих гармоник $f_3 = 150$ Гц, $f_5 = 250$ Гц, $f_7 = 350$ Гц, $f_{11} = 550$ Гц, $f_{13} = 750$ Гц. В табл. 16.10 приведены основные параметры фильтров на $U_{\text{ном}} = 6$ и 10 кВ. В качестве примера на рис. 16.23 показана конструкция фильтра 5-й гармоники мощностью 2400 квар и $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

Выбор параметров ФКУ для сетей с $U_{\text{ном}} < 1$ кВ имеет некоторые особенности, которые обусловлены наличием значительных активных сопротивлений (кабелей, шин, контактных соединений, контактных элементов коммутационных аппаратов) в электрической сети и низкой добротностью цепей ФКУ. Это снижает эффективность работы ФКУ. Поэтому при расчете ФКУ в сетях до 1 кВ необходимо учитывать и активные сопротивления. Коэффициент токораспределения между ФКУ и сетью в этом случае будет равен

$$K_{np} = \frac{1 + n \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{эк}}}{\sqrt{\left(1 + \frac{R_{\Phi}}{R_{\text{эк}}}\right)^2 + n \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{эк}}}}, \quad (16.42)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{эк}} = X_{\text{эк}}/R_{\text{эк}}$; $X_{\text{эк}}$, $R_{\text{эк}}$ — эквивалентные активное и реактивное сопротивления питающей сети и нагрузки на промышленной частоте; R_{Φ} — суммарное активное сопротивление цепи ФКУ.

Кратность снижения напряжения n -й гармоники после подключения ФКУ определяется как

$$K_{n, U} = \frac{R_{\Phi}}{R_{\text{эк}}} \frac{K_{np}}{1 + n \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{эк}}}. \quad (16.43)$$

Таблица 16.10. Силовые фильтры высших гармоник на напряжения $U_{\text{ном}} = 6$ и 10 кВ

Тип фильтра	Номер гармоники	Напряжение, кВ	Мощность, квар
Ф3-6-1200 У3	3	6	1200
Ф3-6-2400 У3	3	6	2400
Ф3-10-1200 У3	3	10	1200
Ф3-10-2400 У3	3	10	2400
Ф5-6-1200 У3	5	6	1200
Ф5-6-2400 У3	5	6	2400
Ф5-6-3600 У3	5	6	3600
Ф5-6-4800 У3	5	6	4800
Ф5-10-1200 У3	5	10	1200
Ф5-10-2400 У3	5	10	2400
Ф5-10-3600 У3	5	10	3600
Ф5-10-4800 У3	5	10	4800
Ф5-10-6000 У3	5	10	6000
Ф7-6-1200 У3	7	6	1200
Ф7-6-2400 У3	7	6	2400
Ф7-6-3600 У3	7	6	3600
Ф7-6-4800 У3	7	6	4800
Ф7-10-1200 У3	7	10	1200
Ф7-10-2400 У3	7	10	2400
Ф7-10-3600 У3	7	10	3600
Ф7-10-4800 У3	7	10	4800
Ф7-10-6000 У3	7	10	6000
Ф11-6-1200 У3	11	6	1200
Ф11-6-2400 У3	11	6	2400
Ф11-6-3600 У3	11	6	3600
Ф11-6-4800 У3	11	6	4800
Ф11-10-1200 У3	11	10	1200
Ф11-10-2400 У3	11	10	2400
Ф11-10-3600 У3	11	10	3600
Ф11-10-4800 У3	11	10	4800
Ф11-10-6000 У3	11	10	6000
Ф13-6-1200 У3	13	6	1200
Ф13-6-2400 У3	13	6	2400
Ф13-6-3600 У3	13	6	3600
Ф13-6-4800 У3	13	6	4800
Ф13-10-1200 У3	13	10	1200
Ф13-10-2400 У3	13	10	2400
Ф13-10-3600 У3	13	10	3600
Ф13-10-4800 У3	13	10	4800
Ф13-10-6000 У3	13	10	6000

Примечание. Изготовитель ООО «Энергосистемавтоматика».

В табл. 16.11 и 16.12 приведены перечни оборудования, выпускаемого электро-технической промышленностью, которое позволяет комплектовать ФКУ для сетей 0,4 кВ, а также требования по ограничению допустимого значения активного сопротивления ФКУ. При выполнении этих требований ФКУ в сети 0,4 кВ работают эффективно.

Для снижения активного сопротивления цепи ФКУ рекомендуется применять реакторы типа ФРОС (см. табл. 16.11), РТСТ (табл. 16.12) с малым активным сопротивлением, использовать автоматические выключатели типа «Электрон», А3130, А3140 вместо рубильников и предохранителей, размещать ФКУ в непосредственной близости от трансформаторов комплект-

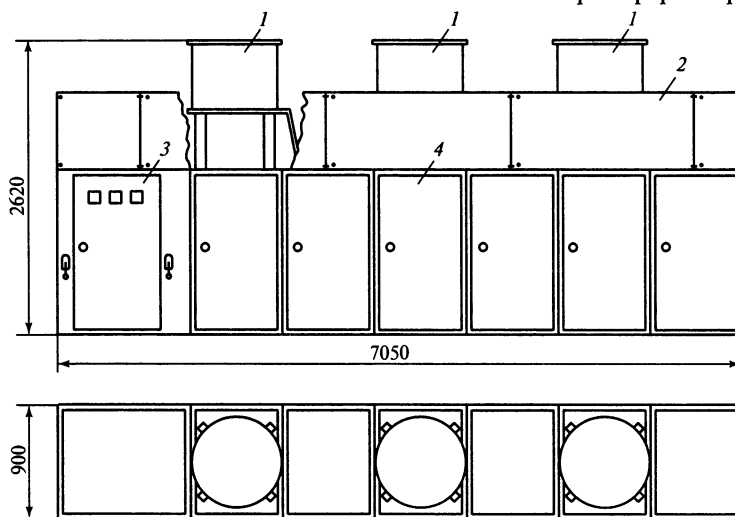


Рис. 16.23. Габаритные размеры фильтров ФК5-10-2400ПУ3:

1 — реактор сухой фильтровой; 2 — защитная панель; 3 — шкаф ввода и управления; 4 — шкафы конденсаторные

Таблица 16.11. Оборудование фильтрокомпенсирующих устройств для сетей 0,4 кВ

Номинальная мощность КБ, квар	Тип конденсаторов	Тип реактора	Активное сопротивление цепи ФКУ, мОм
ФКУ 3-й гармоники			
84	КС1-0,38-14-371	2×ФРОС-259-0,5	8—10
144	КС2-0,38-36-373	ФРОС-250-0,5	8—9
500	КС2-0,38-50-373	РТСТ-410-0,101	7—8
ФКУ 5-й гармоники			
240	КС2-0,38-40-371	РТСТ-410-0,076	8—9
360	КС2-0,38-40-373	РТСТ-820-0,0505	6—7
678	КС2-0,38-40; КМ1-0,38-13	РТСТ-820-0,027	4—6
ФКУ 7-й гармоники			
145,5	КС1-0,38-18; КСО-0,38-12,5	РТСТ-660-0,064	7—8
276	КМ1-0,38-13	РТСТ-660-0,034	6—7
342	КМ1-0,38-13	РТСТ-660-0,027	4,7—6

Таблица 16.12. Технические данные реакторов серии РТСТ

Тип реактора	Номинальное напряжение, В	Номинальный фазный ток, А	Номинальная индуктивность фазы, мГн	Активное сопротивление обмоток, мОм	Масса, кг
РТСТ-20,5-1,08	220	20,5	1,08	150	10
РТСТ-20,5-1,53	310	20,5	1,53	192	12
РТСТ-20,5-2,02	410	20,5	2,02	233	14
РТСТ-41-0,54	220	41	0,54	54	15
РТСТ-41-0,76	310	41	0,76	70,8	19
РТСТ-41-1,01	410	41	1,01	88,5	23
РТСТ-82-0,27	220	82	0,27	19,4	25
РТСТ-82-0,38	410	82	0,38	25,2	32
РТСТ-82-0,505	410	82	0,505	31,7	40
РТСТ-165-0,135	220	165	0,135	10,7	44
РТСТ-165-0,19	310	165	0,19	13,9	52
РТСТ-165-0,25	410	165	0,25	17,1	62
РТСТ-265-0,08	220	265	0,084	5,2	55
РТСТ-265-0,118	310	265	0,118	6,7	68
РТСТ-265-0,156	410	265	0,156	8,35	80
РТСТ-410-0,54	220	410	0,054	2,65	76
РТСТ-410-0,076	310	410	0,076	3,34	89
РТСТ-410-0,101	410	410	0,101	4,05	103
РТСТ-660-0,034	220	660	0,034	1,12	104
РТСТ-660-0,048	310	660	0,048	1,5	130
РТСТ-660-0,064	410	660	0,064	1,8	145
РТСТ-820-0,027	220	820	0,027	0,815	130
РТСТ-820-0,038	310	820	0,038	0,992	151
РТСТ-820-0,0505	410	820	0,0505	1,23	176

ной трансформаторной подстанции (КТП), уменьшать число соединений шин и их переходные сопротивления.

В табл. 16.13 приведены параметры комплектных конденсаторных установок типа УКМФ низкого напряжения, предназначенных для фильтрации высших гармоник, снижения коэффициента несинусоидальности до 3,6 %, повышения коэффициента мощности электроустановок и распределительных сетей промышленных предприятий. Эти установки выпускаются с автоматическим регулированием мощности, количество ступеней регулирования возрастает с увеличением мощности установки.

На рис. 16.24 показана принципиальная схема ФКУ низкого напряжения, предназначенного для работы при $U_{\text{ном}} = 380$ В в составе основного оборудования буровых установок, которое выполняет функции компенсации реактивной мощности, мощности искажения, снижения влияния на сеть и улучшения электромагнитной совместимости тиристорных приводов постоянного тока главных технологических механизмов. Установленная мощность конденсаторов ФКУ составляет 960 квар, масса 1545 кг.

В силовую схему входят два трехфазных индуктивно-емкостных фильтра, настроенных на 5-ю и 7-ю гармоники питающего

Таблица 16.13. Регулируемые ФКУ на напряжение $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$

Тип ФКУ	Мощность, квар	Количество ступеней	Число и мощность ступеней, квар	Ток, А	Сечение медного кабеля для ввода, мм	Масса, кг
УКМФ 71-0,4-25 УЗ	25	1	1×25	36	3×16	160
УКМФ 71-0,4-50 УЗ	50	2	2×25	72	3×50	200
УКМФ 71-0,4-75 УЗ	75	3	1×25 + 1×50	108	3×70	250
УКМФ 71-0,4-100 УЗ	100	4	2×25 + 1×50	144	3×120	280
УКМФ 71-0,4-125 УЗ	125	5	1×25 + 2×50	180	3×185	315
УКМФ 71-0,4-150 УЗ	150	6	2×25 + 2×50	217	3×240	340
УКМФ 71-0,4-175 УЗ	175	7	1×25 + 3×50	253	2×(3×95)	380
УКМФ 71-0,4-200 УЗ	200	8	2×25 + 3×50	289	2×(3×120)	400
УКМФ 71-0,4-250 УЗ	250	5	2×25 + 4×50	361	2×(3×185)	460
УКМФ 71-0,4-300 УЗ	300	6	2×25 + 5×50	433	2×(3×240)	520

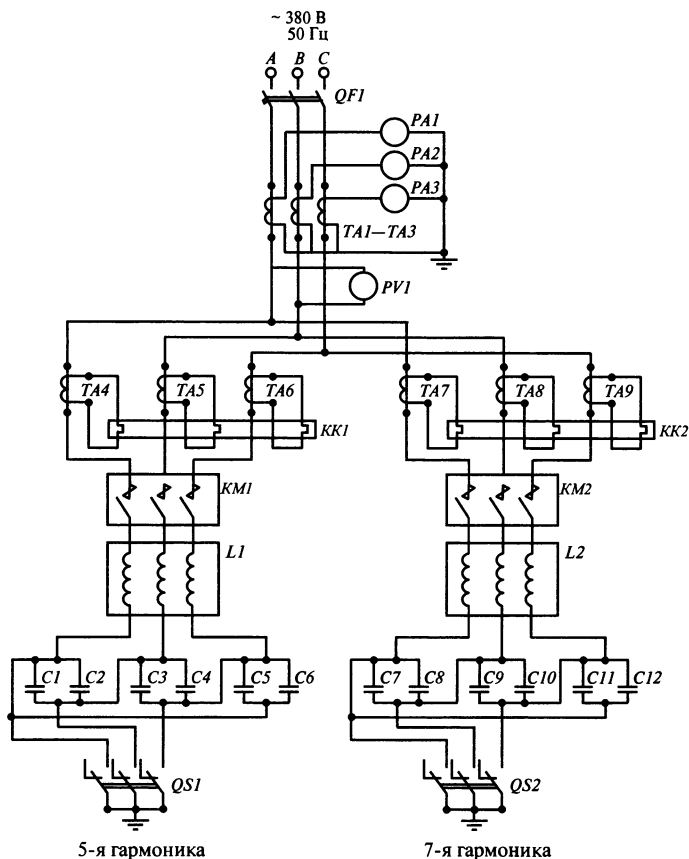


Рис. 16.24. Принципиальная схема ФКУ низкого напряжения, настроенного на 5-ю и 7-ю гармоники: QF1 — выключатель; TA1—TA9 — трансформаторы; PA1—PA3 — амперметры; PV1 — вольтметр; KK1, KK2 — реле; KM1, KM2 — контакторы; L1, L2 — реакторы; C1—C12 — конденсаторы; QS1, QS2 — переключатели

напряжения. Фильтры подключаются к питающей сети через силовой автоматический выключатель $QF1$ с помощью двух силовых контакторов $KM1$ и $KM2$. Управление включением и отключением контакторов может происходить как в ручном, так и в автоматическом режиме.

Подключение фильтров к силовой питающей сети происходит при наличии индуктивной составляющей реактивного тока определенного значения, отключение — при наличии емкостной составляющей реактивного тока.

Включение и отключение фильтров в ручном режиме осуществляется аппаратурой, установленной на передней двери устройства.

Необходимость включения или отключения фильтров 5-й и 7-й гармоник (первой и второй ступеней) определяется электротехническим персоналом в зависимости от режима загрузки электроприводов и параметров питающей сети.

Автоматический режим управления включением и отключением фильтров (ступеней) осуществляет система управления, получающая сигналы от трансформаторов тока $TA4—TA9$ и реле $KK1$ и $KK2$.

Фильтрокомпенсирующее устройство имеет следующие виды защит: максимальную токовую силовой цепи, от перегрузок по току каждой ступени, от обрыва и перекоса фаз питающего напряжения.

Примеры расчета

Пример 1. Определить мощность фильтрокомпенсирующего устройства, устанавливаемого на шинах 10 кВ, от которых питаются преобразовательные агрегаты и общепромышленная нагрузка (рис. 16.25).

Исходные данные: допустимый коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{доп}} = 0,2$. Суммарная номинальная мощность группы однотипных вентильных преобразователей $S_{\text{ВП}} = 7,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, среднее значение напряжения короткого замыкания трансформаторов преобразовательных агрегатов $u_k =$

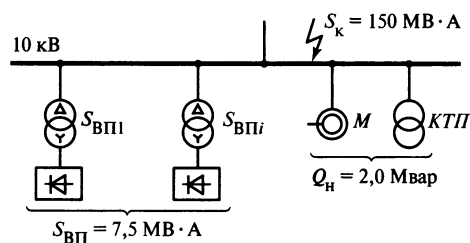


Рис. 16.25. Структурная схема электроснабжения потребителей от шин ГПП (исходный вариант)

$= 10 \%$. Среднее значение коэффициента реактивной мощности преобразовательных агрегатов $\text{tg}\varphi_{\text{ВП}} = 1$. Схема выпрямления шестифазная. Реактивная мощность, потребляемая общепромышленной нагрузкой, $Q_n = 2,0 \text{ Мвар}$.

Преобразовательные агрегаты являются нелинейной нагрузкой, и для них порядок высших гармоник в кривой питающего напряжения определяется по формуле

$$n = mK \pm 1,$$

где m — число фаз выпрямления; $K = 0, 1, 2 \dots$ для 6-пульсной схемы выпрямления ($m = 6$); $n = 5, 7, 11, 13, 17, 19 \dots$ — номер гармоники.

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения питающей сети определяется по выражению (16.33). При расчете вентильных преобразователей можно не вычислять значения каждой из гармоник напряжения U_n , а воспользоваться упрощенной формулой [16.6]:

$$K_{\text{нс}} = \frac{S_{\text{ВП}}}{S_k} \sqrt{0,955 \frac{\sin \varphi_{\text{ВП}}}{\frac{S_{\text{ВП}}}{S_k} + X_{* \text{ВП}}} - 0,91}, \quad (16.44)$$

где S_k — мощность КЗ в точке сети, в которой определяется $K_{\text{нс}}$; $\sin \varphi_{\text{ВП}} = Q_{\text{ВП}}/S_{\text{ВП}}$; $X_{* \text{ВП}}$ — индуктивное сопротивление цепи преобразователя в относительных единицах, приведенное к $S_{\text{ВП}}$, которое для задан-

ной схемы равно сопротивлению трансформатора преобразовательного агрегата:

$$X_{*ВП} = X_{*Т} = \frac{u_k(\%) S_{ВП}}{100 S_T}, \quad (16.45)$$

$$X_{*ВП} = \frac{10}{100} \frac{7,5}{7,5} = 0,1.$$

Тогда по (16.44)

$$K_{нс} = \frac{7,5}{150} \sqrt{0,955 \frac{0,7}{\frac{7,5}{150} + 0,1}} - 0,91 \cdot 100 = 9,42 \, \%.$$

Поскольку значение $K_{нс}$ больше допустимого (5 %), необходима установка фильтров высших гармоник.

Реактивная мощность, потребляемая преобразовательными агрегатами, равна

$$Q_{ВП} = S_{ВП} \cos \varphi_{ВП} \operatorname{tg} \varphi_{ВП}, \quad (16.46)$$

$$Q_{ВП} = 7,5 \cdot 0,707 \cdot 1 = 5,3 \text{ Мвар}.$$

Допустимая реактивная мощность по условию $\operatorname{tg} \varphi_{\text{доп}}$

$$Q_{\text{доп}} = S_{ВП} \cos \varphi_{\text{доп}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{доп}}, \quad (16.47)$$

$$Q_{\text{доп}} = 7,5 \cdot 0,98 \cdot 0,2 = 1,47 \text{ Мвар}.$$

Значение реактивной мощности преобразовательных агрегатов, подлежащих компенсации,

$$Q_{КУ} = Q_{ВП} - Q_{\text{доп}},$$

$$Q_{КУ} = 5,3 - 1,47 = 3,83 \text{ Мвар}.$$

Мощность фильтров, необходимая для компенсации реактивной мощности всей нагрузки:

$$Q_{ФКУ} = Q_{КУ} + Q_n,$$

$$Q_{ФКУ} = 3,83 + 2,0 = 5,83 \text{ Мвар}.$$

Значения токов высших гармоник, генерируемых преобразователями, определяются как

$$I_n = S_{ВП} / (\sqrt{3} U_{ном} n),$$

$$I_5 = 7,5 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5) = 82,6 \text{ А};$$

$$I_7 = 56 \text{ А}; I_{11} = 37,5 \text{ А}; I_{13} = 31,8 \text{ А}.$$

Таблица 16.14. Результаты расчета ФКУ

Тип фильтра	Генерируемая мощность, квар	Допустимый ток, А
Ф5-10-2400	2000	110
Ф7-10-2400	1930	110
Ф11-10-1600	1250	75
Ф13-10-800	625	38

По суммарной реактивной мощности (5,83 Мвар), которую должны генерировать фильтры, и расчетным значениям токов высших гармоник выбираем типы фильтров (см. табл. 16.10), проверяя их по допустимому току. Результаты сводим в табл. 16.14.

Суммарная реактивная мощность фильтров равна

$$Q_{\Sigma ФКУ} = 2000 + 1930 + 1250 + 625 = 5805 \text{ квар}.$$

Нескомпенсированной остается 25 квар реактивной мощности, что составляет меньше 1 %. Таким образом, на шинах ГПП для компенсации реактивной мощности и подавления высших гармоник от работающих преобразовательных агрегатов следует установить фильтры 5, 7, 11 и 13-й гармоник.

Пример 2. Выбрать ФКУ с фильтрами на 5-ю и 7-ю гармоники для установки на шинах низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ с трансформатором ТМЗ-1600/10, $u_k = 5,5 \, \%$, $\Delta P_k = 18 \text{ кВт}$. Нагрузка КТП — тиристорные преобразователи с суммарной мощностью $S_{ВП} = 367 \text{ кВт} \cdot \text{А}$ и $\cos \varphi_{ВП} = 0,71$, а также компрессоры, насосы, сушильные шкафы с установленной мощностью $S_n = 750 \text{ кВт} \cdot \text{А}$ и $\cos \varphi_{ном} = 0,625$. Мощность короткого замыкания на шинах $U_1 = 10 \text{ кВ}$, $S_k = 150 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Допустимый коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_{\text{доп}} = 0,33$, коэффициент искажения синусоидальности напряжения $K_{нс} = 6,38 \, \%$, напряжения гармоник $U_5 = 4,6 \, \%$, $U_7 = 4,4 \, \%$.

Определим сопротивления элементов схемы.

Сопротивление системы, приведенное к напряжению $U_2 = 0,4$ кВ:

$$X_c = \frac{U_1^2}{S_k} \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 = \frac{10,5^2}{150} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,1 \text{ мОм.}$$

Сопротивления трансформатора, мОм:

$$Z_T = \frac{u_k(\%)}{100} \frac{U_2^2}{S_{T, \text{ном}}} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 1600} = 5,5;$$

$$R_T = \frac{\Delta P_k U_2^2}{S_{T, \text{ном}}^2} = \frac{18 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3}{1600^2} = 1,125;$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,125^2} = 5,38.$$

Примем согласно [16.5] переходные сопротивления контактных соединений $R_{\text{пер}} = 10$ мОм, тогда $X_{\text{эк}} = 1,1 + 5,38 = 6,48$ мОм; $R_{\text{эк}} = 1,125 + 10 = 11,125$ мОм.

Токи высших гармоник в питающей сети от работающих преобразователей равны

$$I_n = S_{\text{ВП}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} n).$$

Для 5-й и 7-й гармоник

$$I_5 = 367 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 5) = 112 \text{ А};$$

$$I_7 = 367 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 7) = 80 \text{ А}.$$

Реактивная мощность, потребляемая преобразователями и нагрузкой:

$$Q_{\text{ВП}} = 367 \cdot 0,71 \cdot 1 = 261 \text{ квар};$$

$$Q_n = 750 \cdot 0,625 \cdot 1,25 = 586 \text{ квар}.$$

Допустимое значение реактивной мощности

$$Q_{\text{доп ВП}} = 367 \cdot 0,95 \cdot 0,33 = 115 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{доп.н}} = 750 \cdot 0,95 \cdot 0,33 = 235 \text{ квар}.$$

Дефицит реактивной мощности с учетом формул (16.46) и (16.47)

$$\begin{aligned} Q_{\text{КУ}} &= (Q_{\text{ВП}} + Q_n) - (Q_{\text{доп ВП}} + Q_{\text{доп.н}}) = \\ &= (367 \cdot 0,71 \cdot 0,99 + 750 \cdot 0,625 \cdot 1,25) - \\ &- (367 \cdot 0,95 \cdot 0,33 + 750 \cdot 0,95 \cdot 0,33) = \\ &= 497 \text{ квар}. \end{aligned}$$

Мощность КБ фильтров 5-й и 7-й гармоник определим по (16.39)

$$Q_{\text{КБ } 5} \geq \sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 0,38 \cdot 112 = 88 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{КБ } 7} \geq \sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 0,38 \cdot 80 = 63,2 \text{ квар}.$$

В соответствии с табл. 16.11 и с учетом дефицита реактивной мощности выберем для ФКУ 5-й гармоники конденсаторы КС2-0,38-40 с номинальной мощностью $Q_5 = 240$ квар и реактор РТСТ-410 с $R_{\phi 5} = 8$ мОм; для ФКУ 7-й гармоники соответственно КМ1-0,38-13 с $Q_7 = 267$ квар и реактор РТСТ-660-0,034 с $R_{\phi 7} = 6$ мОм.

Коэффициенты токораспределения между ФКУ и сетью, согласно (16.42), будут равны

$$K_{5 \text{ р}} = \frac{1 + 5(6,48/11,125)^2}{\sqrt{\left(1 + \frac{8}{11,125}\right)^2 + 5\left(\frac{6,48}{11,125}\right)^2}} = 0,76;$$

$$K_{7 \text{ р}} = \frac{1 + 7 \cdot 0,58^2}{\sqrt{\left(1 + \frac{6}{11,125}\right)^2 + 7 \cdot 0,58^2}} = 0,84.$$

Кратность снижения напряжения по (16.43) 5-й и 7-й гармоник

$$K_{5, U} = \frac{8}{11,125} \frac{0,76}{1 + 5 \cdot 0,58^2} = 0,20;$$

$$K_{7, U} = \frac{6}{11,125} \frac{0,84}{1 + 7 \cdot 0,58^2} = 0,135.$$

Остаточные напряжения 5-й и 7-й гармоник

$$U_{5 \text{ ост}} = K_{5, U} U_5 = 0,20 \cdot 4,6 = 0,92 \%;$$

$$U_{7 \text{ ост}} = K_{7, U} U_7 = 0,135 \cdot 4,4 = 0,59 \%.$$

Коэффициент $K_{\text{нс}}$ после установки двух ФКУ (5-й и 7-й гармоник)

$$K_{\text{нс}} = \sqrt{0,92^2 + 0,59^2} = 1,09 \%.$$

16.6. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Примерные коэффициенты мощности для различных потребителей приведены ниже:

Тип нагрузки	Примерный коэффициент мощности
Хлебопекарное производство	0,6—0,7
Мясоперерабатывающее производство	0,6—0,7
Мебельное производство	0,6—0,7
Лесопильное производство	0,55—0,65
Молочные заводы	0,6—0,8
Механообрабатывающие заводы	0,5—0,6
Авторемонтные предприятия	0,7—0,8
Асинхронный электродвигатель до 100 кВт	0,6—0,8
Асинхронный электродвигатель 100—250 кВт	0,8—0,9
Индукционная печь	0,2—0,6
Сварочный аппарат переменного тока	0,5—0,6
Электродуговая печь	0,6—0,8
Лампа дневного света	0,5—0,6

Правильная компенсация реактивной мощности позволяет:

разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;

снизить расходы на оплату электроэнергии;

при использовании установок определенного типа снизить уровень высших гармоник;

подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;

сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

Для расчета требуемой мощности установки компенсации $Q_{\text{КУ доп}}$ можно воспользоваться данными табл. 16.15, из которой по действительному коэффициенту мощности нагрузки $\cos \varphi$ или $\tan \varphi$ и требуемому (допустимому) $\cos \varphi_{\text{доп}}$ необходимо выбрать нужный коэффициент K и подставить его в формулу

$$Q_{\text{КУ доп}} = P_{\text{н}} K, \quad (16.48)$$

где $P_{\text{н}}$ — активная мощность нагрузки.

Таблица 16.15. Определение реактивной мощности конденсаторной установки, необходимой для достижения заданного $\cos \varphi_{\text{доп}}$

Действительный коэффициент мощности		Коэффициент K при требуемом (допустимом) $\cos \varphi_{\text{доп}}$									
$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	0,80	0,82	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
3,18	0,30	2,43	2,48	2,56	2,64	2,70	2,75	2,82	2,89	2,98	3,18
2,96	0,32	2,21	2,26	2,34	2,42	2,48	2,53	2,60	2,67	2,76	2,96
2,77	0,34	2,02	2,07	2,15	2,23	2,28	2,34	2,41	2,48	2,56	2,77
2,59	0,36	1,84	1,89	1,97	2,05	2,10	2,17	2,23	2,30	2,39	2,59
2,43	0,38	1,68	1,73	1,81	1,89	1,95	2,01	2,07	2,14	2,23	2,43
2,29	0,40	1,54	1,59	1,67	1,75	1,81	1,87	1,93	2,00	2,09	2,29
2,16	0,42	1,41	1,46	1,54	1,62	1,68	1,73	1,80	1,87	1,96	2,16
2,04	0,44	1,29	1,34	1,42	1,50	1,56	1,61	1,68	1,75	1,84	2,04
1,93	0,46	1,18	1,23	1,31	1,39	1,45	1,50	1,57	1,64	1,73	1,93
1,83	0,48	1,08	1,13	1,21	1,29	1,34	1,40	1,47	1,54	1,62	1,83
1,73	0,50	0,98	1,03	1,11	1,19	1,25	1,31	1,37	1,45	1,63	1,73
1,64	0,52	0,89	0,94	1,02	1,10	1,16	1,22	1,28	1,35	1,44	1,64
1,56	0,54	0,81	0,86	0,94	1,02	1,07	1,13	1,20	1,27	1,36	1,56
1,48	0,56	0,73	0,78	0,86	0,94	1,00	1,05	1,12	1,19	1,28	1,48

Действительный коэффициент мощности		Коэффициент K при требуемом (допустимом) $\cos \varphi_{\text{доп}}$									
$\text{tg } \varphi$	$\cos \varphi$	0,80	0,82	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
1,40	0,58	0,65	0,70	0,78	0,86	0,92	0,98	1,04	1,11	1,20	1,40
1,33	0,60	0,58	0,63	0,71	0,79	0,85	0,91	0,97	1,04	1,13	1,33
1,30	0,61	0,55	0,60	0,68	0,76	0,81	0,87	0,94	1,01	1,10	1,30
1,27	0,62	0,52	0,57	0,65	0,73	0,78	0,84	0,91	0,99	1,06	1,27
1,23	0,63	0,48	0,53	0,61	0,69	0,75	0,81	0,87	0,94	1,03	1,23
1,20	0,64	0,45	0,50	0,58	0,66	0,72	0,77	0,84	0,91	1,00	1,20
1,17	0,65	0,42	0,47	0,55	0,63	0,68	0,74	0,81	0,88	0,97	1,17
1,14	0,66	0,39	0,44	0,52	0,60	0,65	0,71	0,78	0,85	0,94	1,14
1,11	0,67	0,36	0,41	0,49	0,57	0,63	0,68	0,75	0,82	0,90	1,11
1,08	0,68	0,33	0,38	0,46	0,54	0,59	0,65	0,72	0,79	0,88	1,08
1,05	0,69	0,30	0,35	0,43	0,51	0,56	0,62	0,69	0,76	0,85	1,05
1,02	0,70	0,27	0,32	0,40	0,48	0,54	0,59	0,66	0,73	0,82	1,02
0,99	0,71	0,24	0,29	0,37	0,45	0,51	0,57	0,63	0,70	0,79	0,99
0,96	0,72	0,21	0,26	0,34	0,42	0,48	0,54	0,60	0,67	0,76	0,96
0,94	0,73	0,19	0,24	0,32	0,40	0,45	0,51	0,58	0,65	0,73	0,94
0,91	0,74	0,16	0,21	0,29	0,37	0,42	0,48	0,55	0,62	0,71	0,91
0,88	0,75	0,13	0,18	0,26	0,34	0,40	0,46	0,52	0,59	0,68	0,88
0,86	0,76	0,11	0,16	0,24	0,32	0,37	0,43	0,50	0,57	0,65	0,86
0,83	0,77	0,08	0,13	0,21	0,29	0,34	0,40	0,47	0,54	0,63	0,83
0,80	0,78	0,05	0,10	0,18	0,26	0,32	0,38	0,44	0,51	0,60	0,80
0,78	0,79	0,03	0,08	0,16	0,24	0,29	0,35	0,42	0,49	0,57	0,78
0,75	0,80		0,05	0,13	0,21	0,27	0,32	0,39	0,46	0,55	0,75
0,72	0,81			0,10	0,18	0,24	0,30	0,36	0,43	0,52	0,72
0,70	0,82			0,08	0,16	0,21	0,27	0,34	0,41	0,49	0,70
0,67	0,83			0,05	0,13	0,19	0,25	0,31	0,38	0,47	0,67
0,65	0,84			0,03	0,11	0,16	0,22	0,29	0,36	0,44	0,65
0,62	0,85				0,08	0,14	0,19	0,26	0,33	0,42	0,62
0,59	0,86				0,05	0,11	0,17	0,23	0,30	0,39	0,59
0,57	0,87					0,08	0,14	0,21	0,28	0,36	0,57
0,54	0,88					0,06	0,11	0,18	0,25	0,34	0,54
0,51	0,89					0,03	0,09	0,15	0,22	0,31	0,51
0,48	0,90						0,06	0,12	0,19	0,28	0,48
0,46	0,91						0,03	0,10	0,17	0,25	0,46
0,43	0,92							0,07	0,14	0,22	0,43
0,40	0,93							0,04	0,11	0,19	0,40
0,36	0,94								0,07	0,16	0,36
0,33	0,95									0,13	0,33

Пример. Для двигателя $P_n = 100$ кВт с $\cos \varphi = 0,61$ необходимо выбрать установку компенсации, чтобы в сети обеспечивался требуемый коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{доп}} = 0,96$. Из табл. 16.15 для $\cos \varphi = 0,61$ и $\cos \varphi_{\text{доп}} = 0,96$ определяют $K = 1,01$, тогда необходимая мощность установки $Q_{\text{КУ доп}} = 100 \cdot 1,01 = 101$ квар.

После определения требуемой мощности компенсирующего устройства выбирают тип устройства: регулируемое или нерегулируемое, модульное или моноблочное, с фильтрами высших гармоник либо без фильтров, косинусные (фазовые) конденсаторы, тиристорные установки. Выбор конкретного устройства определяется как техническими параметрами, так и экономическими соображениями.

16.7. КОНДЕНСАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗАО ЭТМ

Для реализации компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ ЗАО ЭТМ выпускает конденсаторные установки типов УК, УКМ58, УКМ70 и УКМФ71, на стороне 6,3 и 10,5 кВ — установки типа УКЛ(П)-56 производит ЗАО «Электроинтернешнл». Данные конденсаторные установки являются наиболее адаптированными к требованиям российских электросетей и потребителей. На протяжении длительного срока эксплуатации они зарекомендовали себя как качественное, надежное оборудование, позволяющее решать

любые задачи компенсации реактивной мощности (табл. 16.16).

Преимущества установок следующие:

самовосстанавливающиеся конденсаторы, что обеспечивает их надежность, долговечность и низкую стоимость при профилактических и ремонтных работах;

специальные контакторы опережающего включения, увеличивающие срок службы контакторов;

специальные контроллеры нескольких типов, обеспечивающие автоматическое регулирование $\cos \varphi$, в том числе с возможностью передачи данных на персональный компьютер (ПК) и возможностью контроля в сети высших гармоник тока и напряжения;

индикация при неисправностях;

фильтры высших гармонических;

устройства терморегуляции.

Конденсаторные установки УКМ имеют два исполнения: модульное и моноблочное. Моноблочные конденсаторные установки применяются для компенсации реактивной мощности в групповых сетях небольших предприятий и для компенсации реактивной мощности отдельных электроприемников в групповых сетях крупных предприятий, производятся мощностью до 200 квар.

Конденсаторные установки УКМ модульной конструкции используются для компенсации реактивной мощности в групповых сетях электроснабжения. Применяются на крупных и средних предприятиях. Состоят из отдельных, взаимозаменяемых и дополняемых модулей, что позволяет изменять их характеристики по усмотрению службы эксплуатации и силами ее сотрудников.

Таблица 16.16. Характеристики конденсаторных установок УК, УКМ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Диапазон мощности, квар	Наличие регулятора	Климатическое исполнение и категория размещения
УК	0,4	10—200	—	У3
УКМ58	0,4	20—603	+	У3 (У1)
УКМ70	0,4	50—550	+	У3 (У1)
УКМФ71	0,4	25—300	+	У3 (У1)
УКЛ(П)56	6,3 или 10,5	450—1800	—	У1
УКЛ(П)57	6,3 или 10,5	450—1800	—	У1

Надежность установок настолько высока, что допускается их эксплуатация в любой точке электроустановки, даже в непосредственной близости от силового трансформатора в зоне больших токов короткого замыкания.

Изготовление конденсаторных установок мощностью больше указанной в табл. 16.16 производится путем увеличения количества панелей.

16.8. КОНДЕНСАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ БЕЗ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ФИЛЬТРОВ ГАРМОНИК

Для конденсаторных установок без фильтров гармоник мощностью до 200 квар в качестве вводных элементов применяются токоограничивающие выключатели нагрузки с предохранителями (для установок УKM-0,4-ЭЛЭКО-Б001 поставляется

как опция). Установки разработаны с применением технических решений, обеспечивающих стойкость к ударным токам короткого замыкания даже в случае их размещения в непосредственной близости от силового трансформатора. Обязательно наличие медной ошиновки, закрепляемой на специализированных держателях, препятствующих разрушению установок. Выключатели нагрузки устанавливаются непосредственно на ошиновку, увеличивая ее жесткость. Коэффициент запаса по току для вводных элементов и шинных мостов не менее 1,43. Монтаж проводом от вводных элементов до ошиновки и далее до держателя предохранителя не допускается.

Данные по конденсаторным установкам без дополнительных фильтров высших гармоник, выпускаемых фирмой ЭЛЭКО, приведены в табл. 16.17 — 16.19.

Таблица 16.17. Конденсаторные установки без фильтров гармоник типа УKM-0,4-ЭЛЭКО-Б001 мощностью до 600 квар

Тип и характеристика конденсаторной установки	Мощность установки, квар	Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-37,5 (12,5 + 25) УЗ	37,5	600×1000×300
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-50 (12,5×2 + 25) УЗ	50	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-50 (12,5×4) УЗ		
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-50 (25×2) УЗ		
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-62,5 (12×5 + 25×2) УЗ	62,5	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-75 (25×3) УЗ	75	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-75 (12,5×2 + 25×2) УЗ	75	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-87,5 (12,5 + 25×3) УЗ	87,5	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-100 (25×4) УЗ	100	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-112,5 (12,5 + 25×4) УЗ	112,5	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-125 (25×5) УЗ	125	800×1200×400
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-137,5 (12,5 + 25×5) УЗ	137,5	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-150 (25×6) УЗ	150	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-175 (25×7) УЗ	175	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-200 (25×8) УЗ	200	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-225 (25×9) УЗ	225	600×2000×600
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-250 (25×10) УЗ	250	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-275 (25×11) УЗ	275	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-300 (25×12) УЗ	300	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-325 (25 + 50×6) УЗ	325	800×2000×600
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-350 (50×7) УЗ	350	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-375 (25 + 50×7) УЗ	375	

Окончание табл. 16.17

Тип и характеристика конденсаторной установки	Мощность установки, квар	Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-400 (50×8) УЗ	400	800×2000×600
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-450 (50×9) УЗ	450	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-500 (50×10) УЗ	500	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-550 (50×11) УЗ	550	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-600 (50×12) УЗ	600	

Таблица 16.18. Конденсаторные установки без фильтров гармоник типа УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М-012 мощностью до 300 квар

Тип и характеристика конденсаторной установки	Мощность установки, квар	Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-100 (25×4) УЗ	100	600×2000×600
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-125 (25×5) УЗ	125	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-150 (25×6) УЗ	150	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-175 (25×7) УЗ	175	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-200 (25×8) УЗ	200	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-225 (25×9) УЗ	225	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-250 (25×10) УЗ	250	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-275 (25×11) УЗ	275	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М012-300 (25×12) УЗ	300	

Таблица 16.19. Конденсаторные установки без фильтров гармоник типа УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022 мощностью до 600 квар

Тип и характеристика конденсаторной установки	Мощность установки, квар	Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-200 (50×4) УЗ	200	800×2000×600
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-250 (50×5) УЗ	250	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-300 (50×6) УЗ	300	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-350 (50×7) УЗ	350	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-400 (50×8) УЗ	400	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-450 (50×9) УЗ	450	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-500 (50×10) УЗ	500	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-550 (50×11) УЗ	550	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М022-600 (50×12) УЗ	600	

16.9. КОНДЕНСАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ С ФИЛЬТРАМИ ГАРМОНИК

Конденсаторные установки с фильтрами гармоник (табл. 16.20, 16.21) предназначены для эксплуатации в электроустановках с большим количеством нелинейных нагрузок, генерирующих высшие гармоники. Параметры установок выбраны, исходя из

многолетнего опыта эксплуатации устройств данного типа. Многочисленные измерения, проведенные специалистами фирмы, давно работающими в области электротехники, позволили разработать надежные установки, выполняющие свои функции практически в любых условиях эксплуатации. Специально подобранные дроссели препятствуют возникновению

Таблица 16.20. Моноблочные установки типа УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102

Тип и характеристика конденсаторной установки	Мощность установки, квар	Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-50 (12,5×2 + 25) УЗ	50	800×1200×400
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-50 (25×2) УЗ	50	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-62,5 (12,5 + 25×2) УЗ	62,5	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-75 (25×3) УЗ	75	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-87,5 (12,5 + 25×3) УЗ	87,5	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-100 (25×4) УЗ	100	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-125 (25×5) УЗ	125	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102-150 (25×6) УЗ	150	

Таблица 16.21. Установки с модульной конструкцией типа УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112

Тип и характеристика конденсаторной установки	Мощность установки, квар	Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-100 (25×4) УЗ	100	800×2000×600
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-125 (25×5) УЗ	125	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-150 (25×6) УЗ	150	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-175 (25×7) УЗ	175	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-200 (25×8) УЗ	200	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-200 (50×4) УЗ	200	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-225 (25×9) УЗ	225	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-225 (25 + 50×4) УЗ	225	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-250 (25×10) УЗ	250	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-250 (25×2 + 50×4) УЗ	250	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-275 (25×11) УЗ	275	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-275 (25 + 50×5) УЗ	275	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-300 (25×12) УЗ	300	
УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112-300 (50×6) УЗ	300	

резонанса в системе и разрушению электроустановки предприятия.

Установки уменьшают уровень гармоник в питающей сети, увеличивая КПД силового трансформатора, асинхронных электродвигателей, пускорегулирующей аппаратуры, светильников.

Снижаются платежи за активную энергию.

Установки типа УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б102 — моноблочные.

Установки типа УКМ-0,4-ЭЛЭКО-М112 имеют модульную конструкцию. Это обеспечивает возможность изменения параметров установки силами службы эксплуатации путем установки/снятия модулей.

16.10. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В табл. 16.22 представлены значения мощности Q_C косинусного (фазового) конденсатора, подключаемого к зажимам асинхронного двигателя (АД) для компенсации реактивной мощности без самовозбуждения. В любом случае необходимы измерения, чтобы максимальный ток через конденсатор не превышал 90 % тока холостого хода двигателя I_0 .

Однако если мощность конденсатора больше, чем величины, обозначенные в вышеупомянутой таблице, или если $Q_C > 0,9I_0\sqrt{3}U_{\text{ном}}$, то местная компенсация реактивной мощности двигателя невозможна.

Зависимости между мощностью конденсатора (квар) и емкостью (мкФ) определяются по формулам:

$$Q_C = 2\pi fCU^2 \cdot 10^{-9};$$

$$C = \frac{Q_C \cdot 10^9}{2\pi fU^2},$$

где C — емкость конденсатора, мкФ; Q_C — мощность конденсатора, квар; f — частота сети, Гц; U — напряжение, В.

В табл. 16.23 и 16.24 приведены данные по компенсирующим конденсаторам для асинхронных двигателей напряжением 0,4 и 6—10 кВ.

Таблица 16.22. Требуемые мощности конденсатора для АД

Мощность электродвигателя, кВт	Максимальная мощность Q_C , квар, при частоте вращения, об/мин		
	3000	1500	1000
8	2	2	3
11	3	4	5
15	4	5	6
18	5	7	7,5
22	6	8	9
30	7,5	10	11
37	9	11	12,5
45	11	13	14
75	17	22	25
110	24	29	33
132	31	36	38
160	35	41	44
200	43	47	53
250	52	57	63
280	57	63	70
355	67	76	86

Таблица 16.23. Асинхронные двигатели напряжением 0,4 кВ

Мощность электродвигателя, кВт	Емкость и мощность компенсирующего конденсатора при $U_{\text{ном}}$					
	220 В		380 В		440 В	
	C , мкФ	Q , квар	C , мкФ	Q , квар	C , мкФ	Q , квар
0,2	15	0,27	—	—	—	—
0,4	20	0,36	—	—	—	—
0,75	30	0,55	—	—	—	—
1,5	50	0,91	10	0,544	10	0,730
2,2	75	1,37	15	0,817	15	1,095
3,7	100	1,82	20	1,089	20	1,460
5,5	175	3,19	50	2,722	40	2,919
7,5	200	3,65	75	4,083	40	2,919
11	300	5,47	100	5,444	75	5,474
15	400	7,30	100	5,444	75	5,474
22	500	9,12	150	8,166	100	7,299
30	800	14,60	200	10,888	175	12,772
37	900	16,42	250	13,609	200	14,597

Таблица 16.24. Асинхронные двигатели напряжением 6—10 кВ

Мощность электродвигателя, кВт	$\cos \varphi_{\text{АД}}$	Емкость и мощность компенсирующего конденсатора при требуемом $\cos \varphi$					
		0,9		0,95		0,98	
		C , мкФ	Q , квар	C , мкФ	Q , квар	C , мкФ	Q , квар
50	0,800	9,83	10	15,59	15	20,24	20
40	0,805	10,11	10	16,33	15	21,36	20
50	0,815	11,33	15	19,12	20	25,40	25
55	0,820	11,75	15	20,31	20	27,22	25
60	0,825	12,04	15	21,38	20	28,92	30
75	0,830	14,08	15	25,75	25	35,17	30
100	0,840	16,16	15	31,73	30	44,29	40
110	0,845	16,34	20	33,46	30	47,28	50
125	0,850	16,93	20	36,38	50	52,09	50
150	0,855	18,34	20	41,68	50	60,53	50
200	0,860	21,81	20	52,94	50	78,06	75
220	0,900	0,00	0	34,24	30	61,88	50

16.11. ТИРИСТОРНЫЕ КОНДЕНСАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Тиристорные конденсаторные установки — лучшее, а иногда и единственное решение, когда необходимо осуществлять компенсацию реактивной мощности нагрузки в короткий период времени. Конденсаторные установки с тиристорными ключами применяются в цехах с резкопеременной нагрузкой. К таким относятся цехи с большим количеством подъемно-транспортных механизмов, штамповочных установок и прессов, сварочных аппаратов.

В отличие от установок с контакторами, тиристорные конденсаторные установки (табл. 16.25) обладают быстрodeйствием на два порядка выше, так как не требуется задержка срабатывания на время разряда конденсатора. В тиристорных установках после подачи сигнала на коммутацию тиристор «сам выбирает» время подключения в момент, когда напряжения в сети и на конденсаторе равны и ток коммутации конденсатора равен нулю. Задержка включения составляет не более 20 мс. Это продлевает срок службы конденсаторов. В связи с отсутствием движущихся механических контактов тиристорные конденсаторные установки имеют больший ресурс. Для защиты тириستоров применяются специ-

альные быстрodeйствующие предохранители. Их назначение — при любых перегрузках разорвать цепь раньше, чем ток через тиристоры достигнет недопустимого для них значения.

Таблица 16.25. Технические характеристики тиристорных установок

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, В	100—690
Номинальная мощность, квар	10—3000
Частота, Гц	50/60
Ток вторичной обмотки трансформатора тока, А	5/1
Диапазон задания $\cos \varphi$	0,8 (емкостной) — 0,8 (индуктивный)
Инерционность, мс	40—60
Интерфейсы	RS 232 — RS 485
Данные	Запись на жесткий диск, графики
Контроль температуры внутри шкафа	Автоматическая принудительная вентиляция
Окружающая температура, °С	5—40
Степень защиты	IP 40 (IP 55 — под заказ)

16.12. АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СЕРИИ EUROBLOCK (EUB) С УПРАВЛЕНИЕМ НА КОНТАКТОРАХ

Компенсирующие установки серии EUB (табл. 16.26) предназначены для:

небольших предприятий, офисов, магазинов, гостиниц, спортивных центров, жилых зданий, автозаправочных станций и др. (EUB-3);

средних предприятий, крупных гостиниц, спортцентров и др. (EUB-4).

Установка КРМ состоит из двух, трех (EUB-3) или четырех (EUB-4) ступеней конденсаторов. Диэлектриком конденсаторов является полипропилен, обладающий низкими потерями. Конденсаторы выполнены по пленочной технологии, позволяющей им самовосстанавливаться при пробое.

На дисплее регулятора отображаются значение коэффициента мощности и количество включенных ступеней. Регулятор

Таблица 16.26. Параметры конденсаторных установок типов EUB-3, EUB-4

Тип	Мощность ступеней, квар	Максимальная мощность установки, квар	Напряжение, В
EUB-3-5-230	1,66 + 3,33	5	230
EUB-3-7,5-230	2,5 + 5	7,5	230
EUB-3-12,5-230	2,5 + (2×5)	12,5	230
EUB-3-15-230	3×5	15	230
EUB-3-18,75-230	3,75 + (2×7,5)	18,75	230
EUB-3-5-400	1,66 + 3,33	5	400
EUB-3-7,5-400	2,5 + 5	7,5	400
EUB-3-10-400	3×3,33	10	400
EUB-3-12,5-400	2,5 + (2×5)	12,5	400
EUB-3-17,5-400	2,5 + 5 + 10	17,5	400
EUB-3-18,75-400	3×6,25	18,75	400
EUB-3-25-400	5 + (2×10)	25	400
EUB-3-30-400	3×10	30	400
EUB-3-31,25-400	6,25 + (2×12,5)	31,25	400
EUB-4-12,5-230	2,5 + (2×5)	12,5	230
EUB-4-18,75-230	3,75 + (2×7,5)	18,75	230
EUB-4-25-230	5 + (2×10)	25	230
EUB-4-30-230	4×7,5	30	230
EUB-4-37,5-230	7,5 + (2×15)	37,5	230
EUB-4-52,5-230	7,5 + (3×15)	52,5	230
EUB-4-35-400	5 + (3×10)	35	400
EUB-4-43,75-400	6,25 + (3×12,5)	43,75	400
EUB-4-50-400	10 + (2×20)	50	400
EUB-4-55-400	5 + 10 + (2×20)	55	400
EUB-4-68,75-400	6,25 + 12,5 + 2×25	68,75	400
EUB-4-70-400	10 + (3×20)	70	400
EUB-4-80-400	4×20	80	400
EUB-4-87,5-400	12,5 + (3×25)	87,5	400
EUB-4-100-400	4×25	100	400

позволяет уменьшить число переключений ступеней и эффективно распределить мощность между ними. По желанию заказчика конденсаторная установка КРМ может дополнительно комплектоваться ручным выключателем (EUB-3-I или EUB-4-I соответственно), автоматическим выключателем, а также системой воздушного охлаждения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 16

- 16.1. РТМ.36.18.32.6—92. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. Технический циркуляр ВНИПИТяжпромэлектропроект. № 360-93 от 15.01.1993 г.
- 16.2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. Утв. Главгосэнергонадзором 14 мая 1991 г. и введена в действие с 1 января 1992 г. // Промышленная энергетика. 1991. № 7.
- 16.3. Электрические конденсаторы и конденсаторные установки: Справочник / В.П. Берзан, Б.Ю. Геликман, М.Н. Гураевский и др.; под ред. Г.С. Кучинского. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 16.4. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 16.5. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. / под общ. ред. А.А. Федорова. Т. 1. Электроснабжение. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 16.6. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 2000.
- 16.7. Электротехнический справочник. В 4 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. — 10-е изд., стереотип. М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
- 16.8. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
- 16.9. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. М.: Энергия, 1980.

Раздел 17

КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

17.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Распределение электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий осуществляется в большинстве случаев с помощью кабельных линий электропередачи. Кабельная линия состоит из одного или нескольких параллельных кабелей и кабельной арматуры. Основным элементом кабельной линии является непосредственно кабель.

В настоящее время на российском рынке кабельно-проводниковой продукции наблюдается стабильное увеличение производства-потребления кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Российское обозначение этих кабелей СПЭ, английское — XLPE, немецкое — VPE, шведское — PEX. Фактический (1999—2006 гг.) рост производства-потребления кабелей среднего напряжения иллюстрируется рис. 17.1.

В ближайшие годы в общем объеме кабельной продукции доля морально устаревших кабелей с бумажной пропитанной

изоляцией (БПИ-кабелей) будет уменьшаться, а доля СПЭ-кабелей — возрастать.

Опытом эксплуатации СПЭ-кабелей в развитых странах уже давно доказаны их большие возможности и преимущества перед БПИ-кабелями. В настоящее время в США и Канаде доля СПЭ-кабелей составляет 85 %, в Германии и Дании — 95 %, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции в распределительных сетях систем электроснабжения используются только СПЭ-кабели.

В России переход к СПЭ-кабелям связан со все возрастающими требованиями эксплуатирующих организаций к техническим параметрам кабелей. В этом отношении преимущества СПЭ-кабелей неоспоримы.

Отметим основные преимущества СПЭ-кабелей перед БПИ-кабелями:

в зависимости от условий прокладки пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2—1,3 раза больше благодаря более высокой допустимой длительной температуре;

термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах короткого замыкания (КЗ) выше благодаря большей предельной температуре;

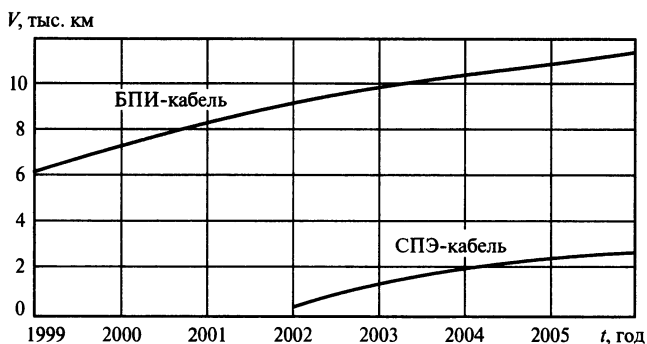


Рис. 17.1. Объем V производства-потребления кабелей напряжением 10 кВ

удельная повреждаемость СПЭ-кабелей в 10—15 раз ниже, чем у БПИ-кабелей [17.9];

большой срок службы СПЭ-кабеля (по данным заводов-изготовителей более 50 лет);

более легкие условия монтажа СПЭ-кабелей, обусловленные меньшими массой, диаметром, радиусом изгиба, отсутствием тяжелой свинцовой (или алюминиевой) оболочки;

СПЭ-кабели можно прокладывать при отрицательных температурах (до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$) без предварительного подогрева благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки;

отсутствие в конструкции СПЭ-кабелей жидких компонентов уменьшает время и снижает стоимость монтажа;

СПЭ-кабели высоко экологичны благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении;

гигроскопичность конструктивных элементов СПЭ-кабеля значительно меньше, чем БПИ-кабеля;

высокие диэлектрические свойства изоляции (СПЭ-кабель $\text{tg } \delta = 0,001$; БПИ-кабель $\text{tg } \delta = 0,008$);

СПЭ-кабели не имеют ограничений по разности уровней кабельной трассы.

Структура российского рынка силовых кабелей различного напряжения соответствует примерно следующим соотношениям [17.4]:

кабели напряжением 6—10 кВ — 99,6 %;

кабели напряжением 20 кВ практически не применяются в распределительных сетях;

кабели напряжением 35 кВ и выше — 0,4 %.

В настоящее время СПЭ-кабели напряжением 6—10 кВ приблизительно в 1,5 раза дороже БПИ-кабелей. Такое соотношение цен справедливо для нового оборудования. Если сравнить лишь капитальные затраты, то преимущество СПЭ-кабелей перед БПИ-кабелями не очевидно. Совсем иная картина получится, если учесть технические характеристики этих кабелей, особенно в части повреждаемости и про-

пускной способности. Они таковы, что позволяют не только снизить затраты на эксплуатацию, но и в ряде случаев изменить традиционно сложившиеся структурные схемы электроснабжения, решить многие назревшие проблемы по надежности электроснабжения, оптимизировать схему распределительной кабельной сети. В этом смысле применение СПЭ-кабелей становится не только технически целесообразным, но и экономически выгодным.

Анализ перспективных цен на кабели напряжением 6—10 кВ показывает, что во второй половине этого десятилетия следует ожидать выравнивания цен на СПЭ- и БПИ-кабели. Это создает дополнительные предпосылки для дальнейшего эффективного продвижения СПЭ-кабелей в сфере производства-потребления кабельно-проводниковой продукции. Такую тенденцию следует учитывать при проектировании новых и реконструкции существующих систем электроснабжения.

Для кабелей напряжением 35 кВ картина еще более благоприятная. В этом классе напряжения применение конструкции кабеля с секторными жилами невозможно. Поэтому БПИ-кабели изготавливаются с отдельно свинцованными жилами, что влечет за собой значительное удорожание по сравнению с кабелями на напряжение 10 кВ. В этом классе напряжения стоимости БПИ- и СПЭ-кабелей одинакового сечения приблизительно равны. Однако СПЭ-кабель имеет явное преимущество по нагрузочной способности и надежности.

Что касается кабелей высокого напряжения (110 кВ и выше), то соотношение цен здесь совершенно другое: СПЭ-кабели дешевле маслонаполненных кабелей с бумажной изоляцией, требующих специального оборудования для поддержания давления масла. Поэтому при своем техническом перевооружении компании АББ «Москабель», ОАО «Камкабель» и другие полностью ликвидировали производство маслонаполненного кабеля высокого напряжения, а выпуск СПЭ-кабеля на напряжение 110 кВ стал обычным делом.

17.2. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ СПЭ-КАБЕЛЕЙ, ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основной особенностью СПЭ-кабелей является их принципиально новая изоляция — сшитый полиэтилен. Полиэтилен как изоляция известен достаточно давно. Но обычному термопластичному полиэтилену присущи серьезные недостатки, главным из которых является резкое ухудшение характеристик при температурах, близких к температуре плавления. Изоляция из термопластичного полиэтилена начинает терять форму, электрические и механические характеристики уже при температуре 85 °С.

Изоляция из сшитого полиэтилена сохраняет форму, электрические и механические характеристики даже при температуре 130 °С.

Термин «сшивка» или «вулканизация» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между макромолекулами полиэтилена, создают трехмерную структуру, которая и определяет высокие электрические и механические характеристики материала, меньшую гигроскопичность, больший диапазон рабочих температур.

В мировой кабельной промышленности при производстве силовых кабелей используются две технологии сшивки, принципиальное различие которых заключается в реагенте, с помощью которого происходит процесс сшивки полиэтилена.

Наибольшее распространение получила технология пероксидной сшивки, когда сшивка полиэтилена происходит с использованием специальных химических веществ — пероксидов в среде нейтрального газа при определенных температуре и давлении. Такая технология позволяет получить достаточную степень сшивки по всей толщине изоляции и обеспечить отсутствие воздушных включений. Помимо хороших диэлектрических свойств, это и больший, чем у других кабельных изоляционных материалов, диапазон рабочих температур, и отличные механические характеристики. Пероксидная технология применяется при производстве кабелей среднего и высокого напряжений.

Менее распространенной является силановая сшивка, при которой в полиэтилен добавляются специальные смеси (силаны) для обеспечения сшивки при более низкой температуре. Сектор применения этой более дешевой технологии охватывает кабели низкого и среднего напряжений.

Первым российским производителем СПЭ-кабеля в 1996 г. стала московская компания АББ «Москабель», использующая технологию пероксидной сшивки. Первым российским производителем СПЭ-кабеля из силаносшитого полиэтилена в 2003 г. стало ОАО «Камкабель».

Существуют два варианта исполнения СПЭ-кабелей — трехжильный и одножильный. В основном СПЭ-кабели выпускаются в одножильном исполнении (рис. 17.2).

Отличительной особенностью трехжильного исполнения СПЭ-кабеля (рис. 17.3)

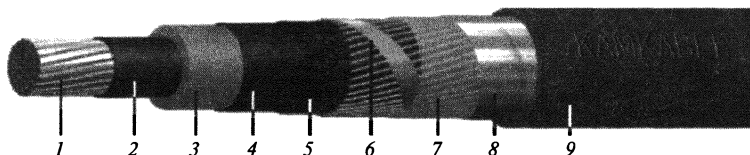


Рис. 17.2. Внешний вид одножильного СПЭ-кабеля:

1 — круглая многопроволочная уплотненная токопроводящая жила; 2 — экран по жиле из полупроводящего сшитого полиэтилена; 3 — изоляция из сшитого полиэтилена; 4 — экран по изоляции из полупроводящего сшитого полиэтилена; 5 — разделительный слой из полупроводящей ленты или полупроводящей водоблокирующей ленты; 6 — экран из медных проволок, скрепленных медной лентой; 7 — разделительный слой из двух лент крепированной бумаги, прорезиненной ткани, полимерной ленты или водоблокирующей ленты; 8 — разделительный слой из алюмополиэтиленовой или слюдосодержащей ленты; 9 — оболочка из полиэтилена, ПВХ-пластиката

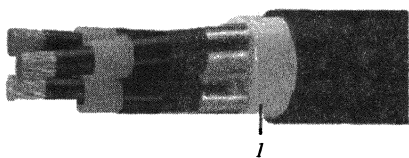


Рис. 17.3. Внешний вид трехжильного СПЭ-кабеля

является наличие экструдированного междуфазного наполнителя 1 из полиэтилена или поливинилхлоридного (ПВХ) пластика.

Применение одножильных СПЭ-кабелей позволяет обеспечить прежде всего повышенную надежность электроснабжения за счет резкого снижения вероятности междуфазных коротких замыканий. Вероятность одновременного разрушения в одном месте изоляции двух конструктивно не связанных между собой одножильных кабелей (соединительных или концевых муфт) соответствует вероятности междуфазных повреждений ошиновки с изолированными шинами, т.е. очень мала.

Вероятность однофазных замыканий на землю при применении одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена намного меньше, чем при использовании трехжильных БПИ-кабелей. Это достигается как самой конструкцией одножильных СПЭ-кабелей, так и лучшими диэлектрическими свойствами изоляции.

Одножильное исполнение СПЭ-кабелей позволяет выполнять сечения токоведущих жил до 800 мм². Кабели с таким сечением способны успешно конкурировать с токопроводами, применяемыми в системах электроснабжения энергоемких предприятий.

Экранирование элементов кабеля необходимо для электромагнитной совместимости кабеля с различными внешними цепями и для обеспечения симметрии электрического поля вокруг жилы кабеля и, следовательно, для создания более благоприятных условий работы изоляции.

Внутренние экраны выполняются из полупроводящей пластмассы; внешний экран — из медных проволок и лент суммарным сечением:

не менее 16 мм² для кабелей с токоведущей жилой сечением до 120 мм²;

не менее 25 мм² для кабелей с токоведущей жилой сечением 150—300 мм²;

не менее 35 мм² для кабелей с токоведущей жилой сечением 400 мм² и более.

Наружная защитная оболочка предохраняет внутренние элементы кабеля от попадания влаги и механических повреждений при его монтаже и эксплуатации. Наружные оболочки СПЭ-кабелей изготавливаются из полиэтилена или ПВХ-пластиката повышенной прочности.

Условные буквенно-цифровые обозначения (маркировка) СПЭ-кабелей:

А — алюминиевая токоведущая жила; нет обозначения — медная токоведущая жила;

Пв — материал изоляции — сшитый (вулканизированный) полиэтилен;

П или В — оболочка из полиэтилена или ПВХ-пластиката;

у — усиленная полиэтиленовая оболочка увеличенной толщины;

нг — оболочка из ПВХ-пластиката пониженной горючести;

нгд — оболочка из ПВХ-пластиката пониженного дымогазовыделения;

г — продольная герметизация экрана водоблокирующими лентами;

1 или 3 — количество токоведущих жил;

50—800 — сечение токоведущей жилы, мм²;

гж — герметизация токоведущей жилы;

16—35 — сечение экрана, мм²;

1—500 — номинальное напряжение, кВ.

Пример обозначения:

АПвПг 1х240/35—10 — кабель с алюминиевой жилой (А), СПЭ-изоляцией (Пв), полиэтиленовой оболочкой (П), герметизацией экрана (г), одножильный (1), сечение жилы 240 мм², сечение экрана 35 мм², номинальное напряжение 10 кВ.

Технические характеристики СПЭ-кабелей различного напряжения приведены в табл. 17.1—17.4.

Таблица 17.1. Технические характеристики одножильных СПЭ-кабелей на напряжение 6 кВ

Параметр	Значение параметра											
s , мм ²	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
s_3 , мм ²	16	16	16	16	25	25	25	25	35	35	35	35
$b_{и}$, мм	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
b_o , мм	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7
d , мм	25	27	28	30	31	33	35	37	41	44	47	51
m , кг/км	<u>550</u> 840	<u>690</u> 1100	<u>790</u> 1370	<u>910</u> 1620	<u>1030</u> 1920	<u>1190</u> 2320	<u>1400</u> 2920	<u>1720</u> 3580	<u>1990</u> 4470	<u>2080</u> 5310	<u>2710</u> 6580	<u>3180</u> 8060
L , м	2500	2500	2000	1800	1800	1600	1400	1200	1000	800	800	800

Обозначения: s — сечение токоведущей жилы; s_3 — сечение медного экрана; $b_{и}$ — толщина изоляции; b_o — толщина оболочки; d — внешний диаметр; m — масса 1 км кабеля (числитель — алюминиевая жила; знаменатель — медная жила); L — строительная длина кабеля.

Таблица 17.2. Технические характеристики одножильных СПЭ-кабелей на напряжение 10 кВ

Параметр	Значение параметра											
s , мм ²	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
s_3 , мм ²	16	16	16	16	25	25	25	25	35	35	35	35
$b_{и}$, мм	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
b_o , мм	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7
d , мм	28	30	31	33	34	36	38	40	44	47	50	54
m , кг/км	<u>725</u> 1020	<u>825</u> 1260	<u>935</u> 1540	<u>1040</u> 1800	<u>1230</u> 2175	<u>1370</u> 2530	<u>1575</u> 3100	<u>1795</u> 3730	<u>2195</u> 4655	<u>2570</u> 5705	<u>3015</u> 7080	<u>3605</u> 8710
L , м	2500	2500	2000	1800	1800	1600	1400	1200	1000	800	800	700

Таблица 17.3. Технические характеристики одножильных СПЭ-кабелей на напряжение 35 кВ

Параметр	Значение параметра											
s , мм ²	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
s_3 , мм ²	16	16	16	16	25	25	25	25	35	35	35	35
$b_{и}$, мм	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
b_o , мм	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7	2,9	2,9	2,9
d , мм	39	40	42	44	45	47	49	52	55	58	62	66
m , кг/км	<u>1187</u> 1496	<u>1310</u> 1743	<u>1446</u> 2034	<u>1574</u> 2317	<u>1805</u> 2733	<u>1968</u> 3113	<u>2235</u> 3720	<u>2492</u> 4348	<u>2995</u> 5469	<u>3390</u> 6483	<u>3883</u> 7780	<u>4517</u> 9467
L , м	1200	1200	1200	1000	1000	1000	800	800	600	600	600	500

Таблица 17.4. Технические характеристики СПЭ-кабелей на напряжение 110 кВ

Параметр	Значение параметра						
s , мм ²	185	240	300	400	500	630	800
s_3 , мм ²	35	35	35	35	35	35	35
$b_{и}$, мм	16	16	16	15	15	15	15
b_o , мм	3,0	3,2	3,4	3,4	3,4	3,6	3,8
d , мм	64	66	69	70	74	77	81
m , кг/км	$\frac{3400}{4560}$	$\frac{3700}{5180}$	$\frac{4000}{5870}$	$\frac{4290}{6760}$	$\frac{4830}{7930}$	$\frac{5410}{9310}$	$\frac{6140}{11\ 090}$

17.3. ВЫБОР СПЭ-КАБЕЛЕЙ

Потребителя кабельно-проводниковой продукции интересуют, как правило, не только технические характеристики и электрические параметры кабелей, но и текущие цены на кабельно-проводниковую продукцию, координаты поставщиков, в том числе зарубежных, скорость получения нужной информации. Здесь на помощь приходит Интернет, который за последнее время стал неотъемлемой и повседневной частью нашей жизни.

Центром информации по кабельно-проводниковой продукции в Интернете является «Русский Кабель». Любому посетителю сайта www.rusCable.ru становится доступной практически любая информация в сфере кабельно-проводниковой продукции: новые разработки, патенты, справочные материалы и другие сведения от ведущих предприятий-изготовителей.

Большое внимание «Русский Кабель» уделяет технической информации. Консультантами здесь являются специалисты промышленных предприятий, проектных и научно-исследовательских институтов. На сайте www.rusCable.ru имеется раздел, содержащий информацию по нормативно-технической документации, есть оперативная информация о выставках и конференциях по кабельно-проводниковой продукции, проводимых в различных городах России.

Выбор кабеля проводится по напряжению, способу и условиям прокладки, токовой нагрузке. Сечение кабеля должно удовлетворять требованию термической стойкости при токах КЗ.

По напряжению СПЭ-кабели традиционно делятся на кабели:

низкого напряжения (до 1 кВ);

среднего напряжения (до 35 кВ включительно);

высокого напряжения (110 кВ и выше).

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена прокладываются в земле (скрытая прокладка) и воздухе (открытая прокладка). Скрытая прокладка осуществляется в земляных траншеях. Открытая прокладка по территории предприятия выполняется в кабельных сооружениях. Открытая прокладка кабелей в цехах промышленных предприятий производится по опорным конструкциям, изготавливаемым в виде стоек с полками, настенных полок и др.

Прокладка кабельных линий (КЛ) в земляной траншее является одним из наиболее распространенных, простых и экономичных способов прокладки. Глубина заложения КЛ от планировочной отметки должна быть не менее 0,7 м для кабелей напряжением до 20 кВ и не менее 1 м для кабелей напряжением 35 кВ и выше.

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20), что характерно для энергоемких промышленных предприятий, используются кабельные сооружения: туннели, галереи, эстакады, каналы.

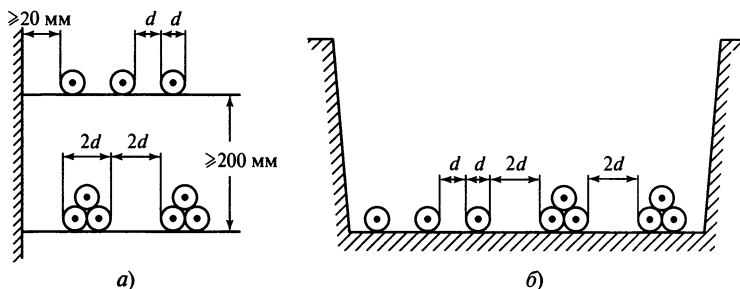


Рис. 17.4. Расположение кабелей при их прокладке открыто (а) и в земляной траншее (б)

Расположение СПЭ-кабелей при открытой прокладке и в земляной траншее показано на рис. 17.4. Здесь же указаны требуемые расстояния между отдельными кабелями или их группами.

Одножильные кабели могут располагаться горизонтально в плоскости с расстоянием между кабелями «в свету» не менее диаметра кабеля d . Одножильные кабели могут собираться в трехфазную группу треугольником вплотную. Расстояние между соседними группами кабелей не менее $2d$.

Кабели ПвП, АПвП используются для прокладки в земле независимо от степени коррозионной активности грунта, а также в воздухе (открыто) при условии обеспечения мер противопожарной защиты.

Кабели следующих типов предназначены:

ПвПу, АПвПу для прокладки в земле на сложных участках трасс;

с продольной герметизацией экрана (г) для прокладки в грунтах с повышенной влажностью, а также в сырых, частично затопливаемых помещениях;

ПвВ, АПвВ для прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях, а также в сухих грунтах;

ПвВнг, АПвВнг при групповой прокладке в кабельных сооружениях и производственных помещениях;

ПвВнгд, АПвВнгд для прокладки на объектах, где предъявляются требования к пониженному дымогазовыделению (атом-

ные электростанции, метрополитены, крупные промышленные объекты, высотные здания и др.).

Сечение токоведущей жилы кабеля выбирается по экономической плотности тока и допустимому нагреву. Нормированные значения экономической плотности тока j_3 принимаются по табл. 17.5. Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного сечения.

Допустимая длительная температура токоведущей жилы СПЭ-кабеля напряжением до 110 кВ включительно составляет $\Theta_{\text{доп}} = 90^\circ\text{C}$. Соответствующие указанной температуре допустимые длительные токи СПЭ-кабелей $I_{\text{доп}}$ приведены в табл. 17.6—17.9.

Таблица 17.5. Экономическая плотность тока проводников

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм^2 , при T_{max}^* , $^\circ\text{C}$		
	1000—3000	3000—5000	более 5000
Кабели с пластмассовой изоляцией:			
медные жилы	3,5	3,1	2,7
алюминиевые жилы	1,9	1,7	1,6

* T_{max} — время использования максимума нагрузки.

Таблица 17.6. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$ одножильных СПЭ-кабелей на напряжение 6 кВ

$s, \text{мм}^2$	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$, А, при способе прокладки							
	в земле				в воздухе			
	Медная жила		Алюминиевая жила		Медная жила		Алюминиевая жила	
	горизон- тально	треуголь- ником	горизон- тально	треуголь- ником	горизон- тально	треуголь- ником	горизон- тально	треуголь- ником
50	241	229	188	177	285	242	211	186
70	295	280	229	217	354	298	261	230
95	355	335	275	260	426	369	320	281
120	403	381	313	296	492	422	370	325
150	449	426	349	331	556	472	419	368
185	508	483	395	375	629	542	483	423
240	592	561	460	436	740	641	574	503
300	644	635	500	493	836	738	663	580
400	729	724	566	562	930	840	775	678
500	815	824	633	640	1042	950	870	788
630	905	933	703	725	1140	1110	1054	919
800	1034	1070	803	834	1315	1255	1205	1061

Таблица 17.7. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$ одножильных СПЭ-кабелей на напряжение 10 кВ

$s, \text{мм}^2$	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$, А, при способе прокладки							
	в земле				в воздухе			
	Медная жила		Алюминиевая жила		Медная жила		Алюминиевая жила	
	горизон- тально	треуголь- ником	горизон- тально	треуголь- ником	горизон- тально	треуголь- ником	горизон- тально	треуголь- ником
50	230	220	175	170	290	245	225	185
70	280	270	215	210	360	300	280	235
95	335	320	260	250	435	370	340	285
120	380	360	295	280	500	425	390	330
150	430	410	330	320	560	475	440	370
185	485	460	375	360	635	545	505	425
240	560	530	440	415	745	645	595	505
300	640	600	495	475	845	740	680	580
400	730	680	570	540	940	845	770	675
500	830	750	650	610	1050	955	865	780
630	940	830	750	680	1160	1115	1045	910
800	1030	920	820	735	1340	1270	1195	1050

Таблица 17.8. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$ одножильных СПЭ-кабелей на напряжение 35 кВ

$s, \text{мм}^2$	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$, А, при способе прокладки							
	в земле				в воздухе			
	Медная жила		Алюминиевая жила		Медная жила		Алюминиевая жила	
	горизонтально	треугольником	горизонтально	треугольником	горизонтально	треугольником	горизонтально	треугольником
50	230	225	185	175	290	250	225	190
70	290	270	225	215	365	310	280	240
95	345	325	270	255	440	375	345	295
120	390	365	305	290	505	430	395	340
150	435	415	350	330	575	490	450	395
185	490	465	390	370	660	560	515	450
240	570	540	450	425	750	650	595	515
300	650	615	510	480	845	745	680	595
400	750	700	600	550	955	880	785	700
500	855	780	685	620	1060	980	875	795
630	950	860	770	690	1185	1130	970	900
800	1050	970	850	760	1340	1285	1100	1025

Таблица 17.9. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$ одножильных СПЭ-кабелей на напряжение 110 кВ

$s, \text{мм}^2$	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$, А, при способе прокладки							
	в земле				в воздухе			
	Медная жила		Алюминиевая жила		Медная жила		Алюминиевая жила	
	горизонтально	треугольником	горизонтально	треугольником	горизонтально	треугольником	горизонтально	треугольником
185	451	500	366	395	624	600	494	480
240	507	575	416	455	725	690	576	555
300	557	650	461	515	820	775	656	630
400	611	755	514	600	938	895	758	735
500	667	840	572	675	1065	995	872	825
630	724	935	631	760	1204	1115	999	935
800	777	1030	690	850	1352	1245	1139	1060

Значения $I_{\text{доп}}$ в табл. 17.6—17.9 указываются для одной трехфазной группы одножильных кабелей, работающих при следующих расчетных условиях:

Температура воздуха..... 25 °С

Коэффициент нагрузки

(фактор нагрузки)..... $k_n = 1,0$
(или $k_n = 0,7$)

Температура земли 15 °С

Термическое сопротивление

грунта $\rho = 1,2 \text{ К} \cdot \text{м/Вт}$

При прокладке кабеля в воздухе предполагается, что окружающая среда не препятствует теплоотдаче ($k_n = 1,0$). При прокладке кабеля в земле предполагается, что почва на отдельных участках кабельной трассы может высыхать, ухудшая условия теплоотдачи кабеля, поэтому $k_n = 0,7$. При отличии реальных условий от расчетных вводятся поправочные коэффициенты на величину $I_{\text{доп}}$.

Поправка на действительную температуру $\Theta_{\text{охл}}$ земли и воздуха учитывается поправочными коэффициентами k_{Θ_3} и $k_{\Theta_в}$, указанными в табл. 17.10.

Действительное удельное термическое сопротивление грунта ρ учитывается поправочным коэффициентом k_ρ (табл. 17.11).

Количество в земляной траншее групп одножильных кабелей, собранных треугольником, учитывается поправочным коэффициентом k_n (табл. 17.12).

Количество открыто проложенных групп одножильных кабелей ($k_{\text{огр}}$), собранных треугольником, при свободной цирку-

ляции воздуха ($k_{\text{св}}$) (решетчатый материал полок) и ограниченной циркуляции воздуха (листовой материал полок) учитывается поправочными коэффициентами $k_{\text{св}}$ и $k_{\text{огр}}$ (табл. 17.13).

При эксплуатации кабелей допускаются кратковременные перегрузки, например на период ликвидации аварии. В таких режимах увеличение температуры токоведущей жилы СПЭ-кабелей напряжением до 110 кВ включительно допускается до значения $\Theta_{\text{п.а}} = 130^\circ\text{C}$.

Соответствующие указанной температуре допустимые значения тока в режимах

Таблица 17.10. Поправочные коэффициенты по температуре

$\Theta_{\text{охл}}, ^\circ\text{C}$	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	50
k_{Θ_3}	1,13	1,10	1,06	1,03	1,0	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82	0,73
$k_{\Theta_в}$	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,78

Таблица 17.11. Поправочные коэффициенты по удельному сопротивлению грунта

$\rho, \text{K} \cdot \text{м/Вт}$	0,8	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
k_ρ	1,13	1,05	1,0	0,93	0,85	0,8

Таблица 17.12. Поправочный коэффициент на количество групп кабелей n (в земляной траншее)

n	2	3	4	5	6
k_n	0,85	0,77	0,7	0,66	0,63

Таблица 17.13. Поправочный коэффициент на количество групп кабелей (открытая прокладка)

Количество полок	Поправочный коэффициент при количестве кабелей (групп)				
	1	2	3	6	9
Решетка	$k_{\text{св}}$				
1	1,0	0,98	0,96	0,93	0,92
2	1,0	0,95	0,93	0,90	0,89
3	1,0	0,94	0,92	0,89	0,88
4—6	1,0	0,93	0,90	0,87	0,86
Лист	$k_{\text{огр}}$				
1	0,95	0,90	0,88	0,85	0,84
2	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80
3	0,88	0,83	0,81	0,79	0,78
4—6	0,86	0,81	0,79	0,77	0,76

перегрузки определяются умножением допустимого длительного тока (табл. 17.14, 17.15) на коэффициент перегрузки $k_{\text{пер}}$:

при прокладке в земляной траншее $k_{\text{з.пер}} = 1,23$ ($k_{\text{з.пер}} = 1,17$ для СПЭ-кабелей напряжением 110 кВ);

при открытой прокладке в воздухе $k_{\text{в.пер}} = 1,27$ ($k_{\text{в.пер}} = 1,2$ для СПЭ-кабелей напряжением 110 кВ).

Режим перегрузки СПЭ-кабелей допускается не более 8 ч в сутки, не более 100 ч в год и не более 1000 ч за срок службы кабеля.

Сечения кабелей должны проверяться на термическую стойкость при токах КЗ. Для всех напряжений и сечений СПЭ-кабелей их термическая стойкость определяется из следующих условий:

Температура жилы до КЗ 90 °C ($t_{1ж}$)

Температура жилы
после отключения КЗ 250 °C ($t_{2ж}$)

Указанным условиям соответствуют допустимые односекундные токи КЗ, которые не должны превышать значений, приведенных в табл. 17.14.

Термическая стойкость медного экрана для кабелей, работающих в сетях с большими токами замыкания на землю, определяется из следующих условий:

Температура экрана до КЗ 70 °C ($t_{1э}$)

Температура экрана
после отключения КЗ 350 °C ($t_{2э}$)

Указанным условиям соответствуют допустимые односекундные токи КЗ, которые не должны превышать значений, приведенных в табл. 17.15.

При другой продолжительности КЗ допустимый ток термической стойкости определяется умножением значения тока $I_{к1}$, приведенного в табл. 17.14 и 17.15, на поправочный коэффициент k

$$k = 1 / \sqrt{t},$$

где t — продолжительность КЗ, с.

Электрические параметры СПЭ-кабелей, необходимые для расчета различных режимов (установившихся, аварийных, послеаварийных) систем электроснабжения, приведены в табл. 17.16—17.18.

Таблица 17.14. Допустимые односекундные токи КЗ при $t_{1ж}$ и $t_{2ж}$

Материал жилы	Односекундный ток КЗ, кА, при сечении жилы, мм ²											
	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
Медь	7,15	10,0	13,6	17,2	21,5	26,5	34,3	42,9	57,2	71,5	90,1	114,4
Алюминий	4,7	6,6	8,9	11,3	14,2	17,5	22,7	28,2	37,6	47,0	59,2	75,2

Таблица 17.15. Допустимые односекундные токи при $t_{1э}$ и $t_{2э}$

Сечение экрана, мм ²	16	25	35	50	70
$I_{к1}$, кА	3,3	5,1	7,1	10,2	14,2

Таблица 17.16. Сопротивления жил кабелей постоянному току при 20 °C

Материал	Сопротивление r_0 , Ом/км, при s , мм ²											
	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
Медь	0,39	0,27	0,19	0,15	0,12	0,10	0,075	0,06	0,047	0,037	0,028	0,022
Алюминий	0,64	0,44	0,32	0,25	0,21	0,16	0,125	0,10	0,078	0,061	0,046	0,037

Таблица 17.17. Индуктивные сопротивления одножильных кабелей

$s, \text{мм}^2$	Сопротивление x_0 , Ом/км				
	6—10 кВ		35 кВ		110 кВ
	Расположение кабелей				
	горизонтально	треугольником	горизонтально	треугольником	треугольником
50	0,184	0,126	0,228	0,152	—
70	0,177	0,119	0,220	0,144	—
95	0,170	0,112	0,211	0,135	—
120	0,166	0,108	0,208	0,132	—
150	0,164	0,106	0,202	0,125	—
185	0,161	0,103	0,196	0,120	0,138
240	0,157	0,099	0,192	0,115	0,132
300	0,154	0,096	0,187	0,111	0,129
400	0,151	0,093	0,181	0,105	0,119
500	0,148	0,090	0,176	0,100	0,117
630	0,145	0,087	0,172	0,096	0,113
800	0,142	0,083	0,167	0,091	0,107

Таблица 17.18. Емкости и емкостные проводимости одножильных кабелей

Напряжение, кВ	Емкость c_0 (мкФ/км) / емкостная проводимость b_0 (10^{-6} См/км) для $s, \text{мм}^2$											
	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
6—10	$\frac{0,23}{72,2}$	$\frac{0,26}{81,6}$	$\frac{0,29}{91,1}$	$\frac{0,31}{97,3}$	$\frac{0,34}{107}$	$\frac{0,37}{116}$	$\frac{0,41}{129}$	$\frac{0,45}{141}$	$\frac{0,50}{157}$	$\frac{0,55}{173}$	$\frac{0,61}{192}$	$\frac{0,68}{214}$
35	$\frac{0,14}{44,0}$	$\frac{0,16}{50,2}$	$\frac{0,18}{56,5}$	$\frac{0,19}{59,7}$	$\frac{0,20}{62,8}$	$\frac{0,22}{69,1}$	$\frac{0,24}{75,4}$	$\frac{0,26}{81,6}$	$\frac{0,29}{91,1}$	$\frac{0,32}{100}$	$\frac{0,35}{110}$	$\frac{0,40}{126}$
110	—	—	—	—	—	$\frac{0,13}{40,8}$	$\frac{0,14}{43,9}$	$\frac{0,15}{47,1}$	$\frac{0,17}{53,4}$	$\frac{0,19}{59,7}$	$\frac{0,20}{62,8}$	$\frac{0,22}{69,1}$

Условия монтажа, испытаний и эксплуатации СПЭ-кабелей. При прокладке кабеля радиус изгиба должен быть не менее $15d$. При использовании специального шаблона допускается минимальный радиус изгиба $7,5d$ ($10d$ для кабеля напряжением 110 кВ).

Усилия тяжения при прокладке кабеля не должны превышать следующие значения:

$F = 50s \text{ Н/мм}^2$ — для медной жилы;

$F = 30s \text{ Н/мм}^2$ — для алюминиевой жилы (s — суммарное сечение жил кабеля).

Температура кабеля при прокладке не должна быть ниже:

–15 °С — для кабеля с оболочкой из ПВХ-пластиката;

–20 °С — для кабеля с оболочкой из полиэтилена;

–5 °С — для кабелей напряжением 110 кВ.

При более низких температурах кабель перед прокладкой должен быть подогрет в теплом помещении при температуре около 20 °С в течение 48 ч.

После монтажа кабель испытывается повышенным постоянным напряжением в течение 15 мин:

- 60 кВ — кабели напряжением 10 кВ;
- 120 кВ — кабели напряжением 35 кВ;
- 286 кВ — кабели напряжением 110 кВ.

Допускается испытание кабеля переменным напряжением промышленной частоты в течение 24 ч:

- 10 кВ — кабели напряжением 10 кВ;
- 35 кВ — кабели напряжением 35 кВ.

Наружная защитная оболочка кабеля должна быть испытана постоянным напряжением 10 кВ в течение 10 мин.

Электрическое сопротивление изоляции кабеля, пересчитанное на 1 км длины и температуру жилы 20 °С, не менее 200 МОм.

Электрическое сопротивление изоляции кабеля, пересчитанное на 1 км длины и температуру жилы 90 °С, не менее 100 МОм.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и с оболочкой из полиэтилена предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от -50 °С до +50 °С. Кабели с оболочкой из ПВХ-пластиката предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от -40 °С до +50 °С.

17.4. АРМАТУРА СПЭ-КАБЕЛЕЙ

Новые высокие технологии, применяемые при производстве кабелей, требуют соответствующей арматуры: соединительных и концевых муфт. Широко применяемые для БПИ-кабелей свинцовые и эпоксидные муфты морально устарели и не отвечают основному требованию — надежной работе. Муфта должна быть герметичной, влагостойкой, обладать механической и электрической прочностью, стойкостью к воздействию окружающей среды. В наибольшей степени этим требованиям удовлетворяют муфты горячей (термоусаживаемые) и холодной усадки, применяемые для кабелей с любым видом изоляции.

Термоусаживаемые муфты. Принцип термоусадки основан на технологии изготовления поперечно сшитых полимеров с пластической памятью формы. В комплект термоусаживаемой муфты входят элементы (трубки, манжеты, перчатки, шланги и др.), поставляемые в растянутом состоянии, что позволяет легко их надеть на элементы разделанного кабеля. При нагревании пропан-бутановой горелкой происходит усадка этих деталей и плотный охват элементов кабеля, чем создается герметичная и механически прочная конструкция. Температура усадки составляет 120—150 °С и не является опасной для изоляции кабеля.

Надежную герметизацию обеспечивают специальные клеевые и мастичные герметики, нанесенные на внутренние поверхности элементов муфты. Одновременно с нагревом термоусаживаемых элементов происходит расплав и растекание герметизирующих материалов с заполнением всех пустот.

Герметизирующие материалы, включающие специальные добавки (ZnO), обладают полупроводящими свойствами и, следовательно, выравнивают электрическое поле. Благодаря этому полностью исключается причина разрядов в областях повышенной напряженности электрического поля (в контактных соединениях жил, на срезе экрана).

Основные операции монтажа термоусаживаемой концевой муфты одножильного кабеля приведены на рис. 17.5.

Монтаж концевой термоусаживаемой муфты трехжильного кабеля принципиально не отличается от монтажа муфты одножильного кабеля. В комплектах муфт для трехжильных кабелей используются термоусаживаемые перчатки, надеваемые на три фазные жилы разделанного кабеля.

Термоусаживаемая концевая муфта трехжильного кабеля приведена на рис. 17.6, термоусаживаемая муфта для соединения трехжильных кабелей — на рис. 17.7. Основные операции по монтажу термоусаживаемой муфты для соединения

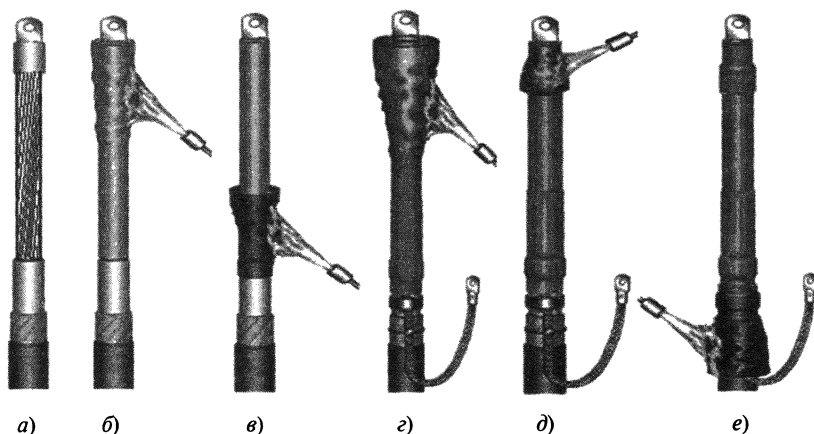


Рис. 17.5. Монтаж концевой термоусаживаемой муфты:

а — разделанный кабель с наконечником; *б* — усаживание трубки регулятора, выравнивающей электрическое поле; *в* — усаживание жилой манжеты; *г* — установка проводника заземления и усаживание шланга; *д* — усаживание концевой манжеты; *е* — усаживание поясной манжеты

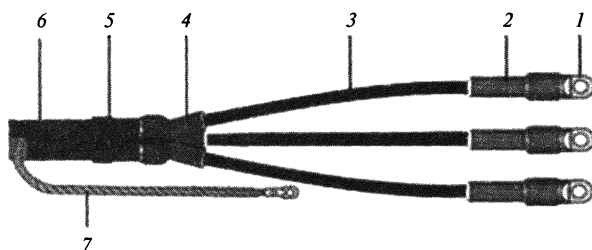


Рис. 17.6. Концевая термоусаживаемая муфта:

1 — наконечник; *2* — манжета концевая; *3* — трубка жильная и манжета пальцевая; *4* — перчатка; *5* — лента-регулятор для выравнивания электрического поля; *6* — манжета поясная; *7* — проводник заземления

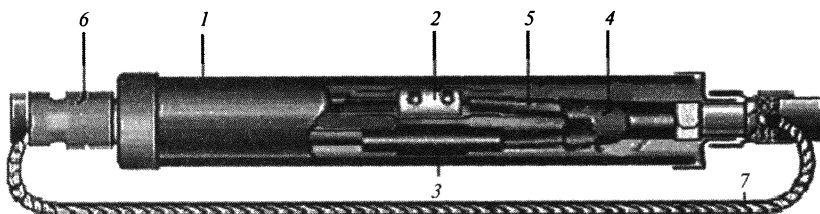


Рис. 17.7. Термоусаживаемая соединительная муфта:

1 — защитный корпус; *2* — болтовое контактное соединение жил; *3* — манжета, изолирующая контактное соединение; *4* — перчатка; *5* — фазная трубка; *6* — манжета для герметизации корпуса муфты; *7* — проводник, обеспечивающий непрерывность цепи заземления

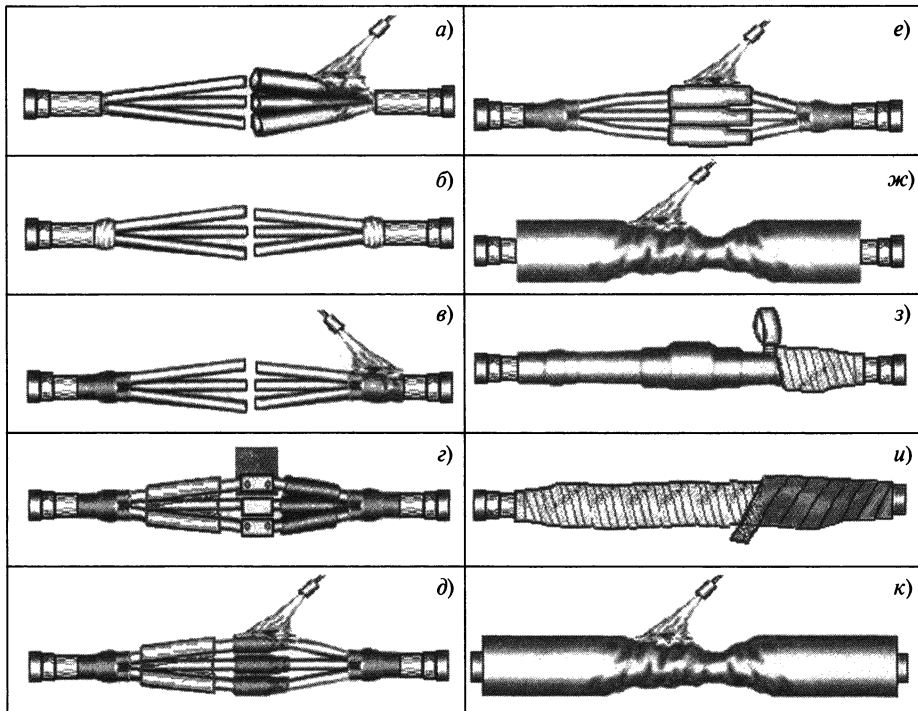


Рис. 17.8. Монтаж термоусаживаемой соединительной муфты:

а — усадка жильных трубок; *б* — намотка ленты-регулятора; *в* — усадка перчаток; *г* — соединение жил болтовыми соединителями с оборачиванием их пластинами-регуляторами; *д* — усадка подкладных манжет; *е* — усадка изолирующих манжет; *ж* — усадка шланга; *з* — закрепление проводника заземления и обмотка экранной лентой; *и* — намотка ленты-герметика; *к* — усадка защитного кожуха

трехжильных кабелей показаны на рис. 17.8.

Проводник заземления концевых муфт и проводник, обеспечивающий непрерывность цепи заземления, в соединительных муфтах монтируются с помощью системы непаяного заземления, поставляемого в комплекте муфты. Контактное соединение заземляющего проводника с металлической оболочкой (экраном) кабеля закрывается герметизирующей лентой, обеспечивающей защиту этого соединения от коррозии.

Проводники заземления муфт выполняются гибким медным проводом. Сечения этих проводников должны быть не менее:

16 мм^2 при сечении жил кабеля до 120 мм^2 ;

25 мм^2 при сечении жил кабеля до 240 мм^2 .

При монтаже термоусаживаемых муфт отсутствуют экологически опасные газовые выделения, удается уйти от таких экологически вредных операций, как пайка и битумное наполнение при монтаже свинцовых муфт.

Муфты холодной усадки обладают всеми достоинствами термоусаживаемых муфт. Кроме того, монтаж муфты холодной усадки не требует операции нагрева, что позволяет сократить время монтажа такой муфты приблизительно в 2 раза по сравнению со временем монтажа термоусаживаемой муфты.

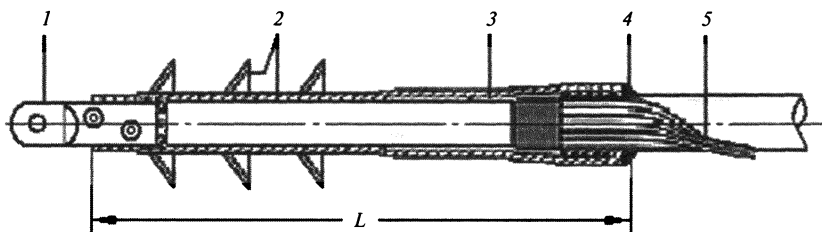


Рис. 17.9. Концевая муфта холодной усадки:

1 — кабельный наконечник; 2 — трубка из EPDM-резины с юбками; 3 — потенциаловывравнивающий материал; 4 — токопроводящее кольцо из EPDM-резины; 5 — заземление

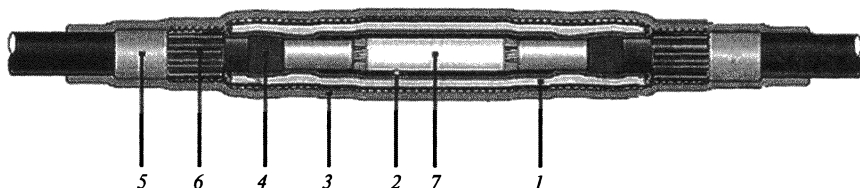


Рис. 17.10. Соединительная муфта холодной усадки:

1 — экструдированный двухслойный силиконовый корпус; 2 — полупроводящая пластина; 3 — общий защитный кожух из EPDM-резины; 4 — мастика для выравнивания электрического поля; 5 — герметизирующая мастика; 6 — медная сетка и соединитель экрана; 7 — соединительная гильза

Муфта холодной усадки состоит из EPDM-резины, предварительно натянутой на удаляемую при монтаже спираль. При удалении спиралевидного корда за специально оставленные с обеих сторон муфты свободные концы корда муфта легко усаживается, обеспечивая полную герметизацию кабеля.

Толстые стенки муфты создают дополнительную защиту от механических воздействий. Кроме того, EPDM-резины устойчива к воздействию влаги, кислот, щелочей и ультрафиолетового излучения.

Концевая муфта холодной усадки показана на рис. 17.9.

Соединительная муфта холодной усадки для одножильного кабеля представлена на рис. 17.10.

Основные операции по монтажу соединительной муфты холодной усадки показаны на рис. 17.11 (см. с. 447).

17.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МУФТ

Муфты горячей и холодной усадки сохраняют гибкость кабеля, не разрушаются при циклических температурных нагрузках и смещениях грунта при смене времен года. Продольное усилие на разрыв муфты составляет 60 % усилия на разрыв кабеля. Стопорные свойства таких муфт позволяют увеличить допустимую разность уровней кабельной трассы для БПИ-кабелей.

Муфты горячей и холодной усадки используются для кабелей с любой изоляцией, при любом способе прокладки кабелей, надежны в эксплуатации (срок службы не менее 30 лет), характеризуются небольшим временем монтажа (около 1 ч для оконцевания и около 2 ч для соединения кабелей напряжением 6—10 кВ). Напряжение на КЛ может подаваться сразу же после монтажа муфты.

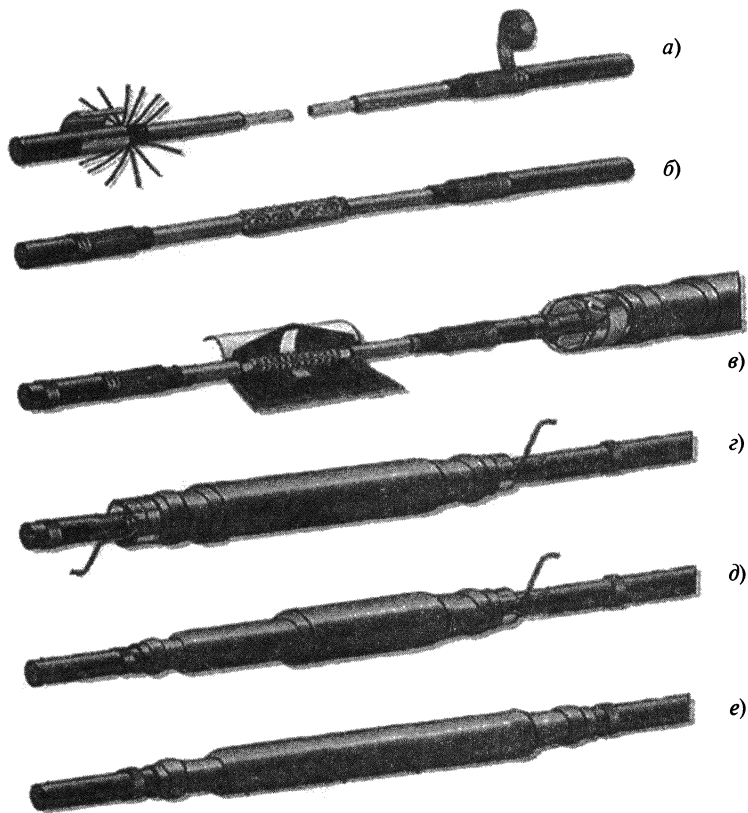


Рис. 17.11. Монтаж соединительной муфты холодной усадки:

a — подготовка экранов соединяемых кабелей; *б* — соединение жил опрессованием; *в* — наложение на место контактного соединения жил пластины с полупроводящим слоем для выравнивания электрического поля; *г* — закрытие муфтой места соединения жил кабелей; *д* — вытягивание спиралевидного корда с той и другой стороны муфты; *е* — муфта, готовая для подачи напряжения на кабель

Широкий диапазон усадки позволяет использовать один типоразмер муфты для разных типов кабелей и сечений жил, что значительно сокращает складской запас муфт. Например, всего два типоразмера покрывают практически весь диапазон сечений кабелей, используемых в распределительных сетях напряжением 6—10 кВ (один типоразмер используется для сечений 70—120 мм², второй — для сечений 150—240 мм²).

Арматура усаживаемых муфт практически не подвергается старению и может складироваться неограниченно долго. Диа-

пазон допустимых температур окружающей среды от −50 °С до +50 °С.

Термоусаживаемые муфты поставляются на отечественный рынок фирмой «Райхем». Отечественные аналоги термоусаживаемых муфт имеют следующие буквенно-цифровые обозначения:

- К — концевая;
- С — соединительная;
- В — внутренней установки;
- Н — наружной установки;
- Тп — термоусаживаемая;
- О — для одножильных кабелей;

цифра 3 или 4 перед буквенным обозначением — количество жил кабеля;

цифра после буквенного обозначения — напряжение кабеля;

последние цифры — диапазон сечений.

Например, 3КНТп-10-(70—120) — муфта для трехжильных кабелей (3), концевая (К), наружной установки (Н), термоусаживаемая (Тп), на напряжение 10 кВ, для сечений жил 70—120 мм².

Номенклатура термоусаживаемых муфт, выпускаемых, в частности, Михневским заводом электроизделий (Московская обл.), ООО ЭРГ (Санкт-Петербург), следующая:

4КНТп-1, 3КНТп-1, 3КНТп-10 — концевые муфты наружной установки для четырех- и трехжильных кабелей напряжением 1 кВ и для трехжильных кабелей напряжением 10 кВ;

4КВТп-1, 3КВТп-1, 3КВТп-10 — концевые муфты внутренней установки для четырех- и трехжильных кабелей напряжением 1 кВ и для трехжильных кабелей напряжением 10 кВ;

КНТпО-1, КНТпО-10 и КВТпО-1, КВТпО-10 — концевые муфты наружной и внутренней установки для одножильных кабелей напряжением 1 и 10 кВ;

4СТп-1, 3СТп-1, 3СТп-10 — соединительные муфты для четырех- и трехжильных кабелей напряжением 1 кВ и для трехжильных кабелей напряжением 10 кВ;

СТпО-1, СТпО-10 — соединительные муфты для одножильных кабелей напряжением 1 и 10 кВ.

Все муфты выполняются для следующих диапазонов сечений жил кабелей: 25—50; 70—120; 150—240 мм².

Муфты холодной усадки поставляются на российский рынок компанией ICS, филиалы и представительства которой находятся в Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Ростове-на-Дону, Новосибирске, Нижнем Новгороде и других городах.

Номенклатура поставляемых муфт следующая:

CSJ — соединительная муфта;

ИТК — концевая муфта внутренней установки;

ОТК — концевая муфта наружной установки.

Все муфты предназначены для одножильных кабелей напряжением 12, 24 и 36 кВ и имеют три типоразмера 1, 2 и 3.

Основные технические характеристики муфт холодной усадки приведены в табл. 17.19—17.23.

Концевые и соединительные муфты холодной усадки соответствуют требованиям международного стандарта CENELEC HD 629.

Таблица 17.19. Технические характеристики муфт 12 CSJ-2

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	12
Диаметр изоляции жилы кабеля, мм:	
минимальный	17
максимальный	33
Диаметр наружной оболочки кабеля, мм:	
минимальный	26
максимальный	46
Сечение жилы, мм ² :	
минимальное	70
максимальное	300

Таблица 17.20. Технические характеристики муфт 24 CSJ

Параметр	Значение параметра	
	24 CSJ-1	24 CSJ-2
Номинальное напряжение, кВ	24	24
Диаметр изоляции жилы кабеля, мм:		
минимальный	18	23
максимальный	30	33
Диаметр наружной оболочки кабеля, мм:		
минимальный	—	—
максимальный	46	46
Сечение жилы, мм ² :		
минимальное	35	95
максимальное	185	300

Таблица 17.21. Технические характеристики муфт 36 CSSM

Параметр	Значение параметра	
	36 CSSM-2	36 CSSM-3
Номинальное напряжение, кВ	36	36
Диаметр изоляции жилы кабеля, мм:		
минимальный	25	35
максимальный	40	60
Диаметр наружной оболочки кабеля, мм:		
минимальный	—	—
максимальный	48	75
Сечение жилы, мм ² :		
минимальное	50	300
максимальное	300	1000

Таблица 17.22. Технические характеристики муфт ИТК

Параметр	Значение параметра				
	ИТК 212	ИТК 312	ИТК 224	ИТК 324	ИТК 236
Номинальное напряжение, кВ	12	12	24	24	36
Размер L , мм	260	300	260	300	620
Сечение жилы, мм ² :					
минимальное	25	300	25	185	50
максимальное	240	2000	240	800	2000

Таблица 17.23. Технические характеристики муфт ОТК

Параметр	Значение параметра					
	ОТК 212	ОТК 312	ОТК 224	ОТКЛ 224	ОТК 324	ОТК 236
Номинальное напряжение, кВ	12	12	24	24	24	36
Размер L , мм	300	620	400	620	620	620
Сечение жилы, мм ² :						
минимальное	50	400	50	50	300	50
максимальное	240	1000	240	240	630	150

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 17

17.1. **Правила** устройства электроустановок. — 7-е изд. СПб.: ДЕАН, 2004.

17.2. **Правила** технической эксплуатации электроустановок потребителей. СПб.: АНО ОУ УМИТЦ, 2003.

17.3. **Макаров Е.Ф.** Справочник по электрическим сетям 0,4—35 кВ и 110—1150 кВ. Т. 3 / под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. М.: Папирус Про, 2004.

17.4. **Образцов Ю.В.** Силовые кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена // Кабели и провода. 2002. № 6. С. 115—118.

17.5. **ТУ 16.К71-025—96** с изменениями К71.713-2003. Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ / Разработчик ОАО ВНИИ КП.

17.6. **ТУ 16.К71-273—98.** Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 64/110 кВ / Разработчик ОАО ВНИИ КП.

17.7. **Электронный справочник.** Интернет-сайт www.rusCable.ru.

17.8. **Свистунов А.С.** Направление работ по развитию кабельной сети Москвы // Кабели и провода. 2001. № 3. С. 3—7.

17.9. **ТУ 16.К71-300—2000.** Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20 и 35 кВ / Разработчик ОАО ВНИИ КП.

Раздел 18

ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ПРОМЫШЛЕННОГО И СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

18.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С НЕИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ

Линия электропередачи (ЛЭП) представляет собой сооружение, состоящее из проводов и вспомогательных устройств и предназначенное для передачи или распределения электрической энергии. ЛЭП, являясь основным звеном энергосистемы, вместе с электрическими подстанциями образуют электрические сети.

Быстрое развитие и совершенствование ЛЭП обусловлены созданием развитых электрических сетей и объединением их в электроэнергетические системы. Различают воздушные ЛЭП, провода которых подвешены над землей или над водой, и подземные (подводные) ЛЭП, в которых используются главным образом силовые кабели.

По воздушным ЛЭП электрическая энергия передается на значительные расстояния по проводам, прикрепленным к опорам (столбам) с помощью изоляторов. Напряжение в линии зависит от ее протяженности и передаваемой по ней мощности. Для воздушных ЛЭП применяют неизолированные провода (однопроволочные, многопроволочные и полые) из меди, алюминия, сталеалюминия, реже стальные (главным образом при электрификации сельских местностей).

Важнейшие характеристики воздушных ЛЭП: l — длина пролета линии (расстояние между соседними опорами); f — наибольшая стрела провеса провода в пролете; h — наименьшее (габаритное) допустимое расстояние от низшей точки провода

до земли; λ — длина гирлянды изоляторов; a — расстояние между соседними проводами (фазами) линии; H — полная высота опоры. Конструктивные параметры воздушной ЛЭП зависят от номинального напряжения линии, от рельефа и климатических условий местности, а также от технико-экономических требований. Допустимое расстояние от низшей точки провода до земли составляет в ненаселенной местности 5—7 м, а в населенной 6—8 м.

Провода воздушных ЛЭП должны обладать хорошей проводимостью, механической прочностью, стойкостью против атмосферных и химических воздействий. Наиболее распространены на ВЛ провода алюминиевые, сталеалюминиевые, а также из сплавов алюминия. Медные провода в настоящее время не используются для ВЛ без специальных технико-экономических обоснований. Обычно не рекомендуется применять на ВЛ стальные провода. Марки применяемых на ВЛ проводов приведены в табл. 18.1.

Однопроволочные провода дешевле многопроволочных, однако они менее гибки и имеют меньшую механическую прочность. Многопроволочные провода из одного металла состоят из нескольких свитых между собой проволок. В многопроволочных проводах из двух металлов — сталеалюминиевых — внутренние проволоки (сердечник провода) выполняются из стали, а верхние — из алюминия. Стальной сердечник увеличивает механическую прочность, алюминиевая часть является токопроводящей. При напряжениях выше 330 кВ каждая фаза ВЛ расщепляется на несколько проводов.

В воздушных линиях (ВЛ) напряжением 110 кВ в определенных условиях напря-

Таблица 18.1. Марки применяемых проводов

Марка провода	Материал и конструкция	Применение
А	Из алюминиевых проволок одного диаметра (число проволок от 7 до 61), скрученных концентрическими повивами	В распределительных сетях до 35 кВ
АС	Из алюминиевых проволок со стальным сердечником	В передающих и распределительных сетях широкого диапазона напряжений
АСУ	Усиленный, с большей долей стальных проволок сердечника (более 1/3)	
АСО	Ослабленный, с большей долей алюминиевых проволок	
АКП	Провод марки А, но его межпроволочное пространство заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости, противодействующей появлению коррозии	Для ВЛ вблизи морских побережий, соленых озер и химических предприятий
АН	Нетермообработанный сплав алюминия	При требовании большей механической прочности и такой же проводимости, как и алюминий
АЖ	Термообработанный сплав	
АСК	Стальной сердечник изолирован двумя лентами. Межпроволочное пространство сердечника заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости	Для ВЛ вблизи морских побережий, соленых озер и в промышленных районах с загрязненным воздухом
АСКС, АСКП	Межпроволочное пространство сердечника либо провода заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости	
М	Провод, состоящий из нескольких скрученных медных проволок общим сечением от 4 до 400 мм ²	В атмосфере воздуха типов III и II на суше и море всех макроклиматических районов

женность электрического поля на поверхности провода возрастает и становится больше критической. Воздух вокруг провода ионизируется и образует свечение — корону. Короне соответствуют потери активной мощности. Наиболее радикальным средством снижения потерь на корону является увеличение диаметра провода. В связи с этим задаются наименьшие допустимые сечения по короне при следующих напряжениях:

- на 110 кВ — 70 мм²;
- на 150 кВ — 120 мм²;
- на 220 кВ — 240 мм².

Материал провода должен иметь высокую электрическую проводимость и обладать достаточной прочностью. На первом

месте по проводимости стоит медь, затем алюминий; сталь имеет значительно более низкую проводимость. По механической прочности первое место занимает сталь. Материал проводов и тросов должен быть стойким по отношению к коррозии и химическим воздействиям.

В России стандартизированные номинальные напряжения и сечения токопроводящих жил и проводов кабельных и воздушных ЛЭП совпадают (кроме номинального напряжения 150 и 750 кВ).

Неизолированные провода предназначены для передачи электрической энергии в воздушных электрических сетях на суше всех макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом.

Конструктивно провода выполняются многопроволочными, скрученными из металлических проволок. Жила: для провода марки А — скрученная из алюминиевых проволок; для провода марки М — скрученная из медных проволок; для провода марки АС — из стального сердечника и алюминиевых проволок. В проводах марки АС имеется центральный несущий сердечник из одиночной или скрученных стальных оцинкованных проволок.

Провода прокладываются по воздуху на опорах ЛЭП в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и Пра-

вилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ).

Рабочая температура — от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$; длительно допустимая температура в процессе эксплуатации — не более 90°C . Срок службы проводов — не менее 45 лет (табл. 18.2).

18.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПРОВОДОВ МАРОК А, АС, М

Основные технические характеристики проводов: масса, разрывное усилие, строительная длина — приведены в табл. 18.3—18.5.

Таблица 18.2. Основные конструктивные характеристики воздушных ЛЭП в России

Параметр линии	Напряжение линии, кВ			
	до 1	35—110	220—500	750
Пролет l , м	40—50	150—200	400—450	400—450
Высота опор H , м	8—9	13—14	25—30	30—35
Расстояние a , м	0,5	3—4	7—12	15—17

Таблица 18.3. Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20°C

Сечение провода, мм^2	Электрическое сопротивление провода, Ом (не более), для проводов марок		
	А	АС	М
16	1,8007	1,7817	1,2
25	1,1498	1,1521	0,74
35	0,8347	0,7774	0,54
50	0,5784	0,5951	0,39
70	0,4131	0,4218	0,28
95	0,3114	0,3007	0,1944
120	0,2459	0,2440	0,1560

Таблица 18.4. Строительная длина провода (не менее)

Сечение, мм^2	Строительная длина, м (не менее), для проводов марок		
	А	АС	М
16	4500	3000	2000
25	4000	3000	2000
35	4000	3000	1000
50	3500	3000	1000
70	2500	2000	1000
95	2000	1500	1200
120	1500	200	1000

Таблица 18.5. Технические характеристики проводов марок А, АС

Номинальное сечение, мм ²	Марка провода									
	А					АС				
	Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие провода, кН, не менее	Масса, кг/км	Строительная длина, м, не менее	Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие провода, кН, не менее	Масса, кг/км	Строительная длина, м, не менее	
16	1,80	3,02	43,08	4500	16/2,7	1,782	6,22	64,72	3000	
25	1,15	4,50	67,75	4000	25/4,2	1,152	9,30	100,18	3000	
35	0,835	5,91	93,33	4000	35/6,2	0,777	13,52	148,39	3000	
40	0,716	6,80	108,86	3500	50/8,0	0,595	17,11	193,90	3000	
50	0,578	8,20	134,40	3500	70/11	0,422	24,13	273,40	2000	
70	0,450	10,4	189	2500	95/16	0,300	33,37	385,00	1500	
95	0,330	11,3	252	2000	120/19	0,244	41,5	470,30	2000	
100	0,288	17,0	275,31	2000	120/27	0,253	49,5	521,70		
120	0,246	19,89	319,97	1500	150/19	0,205	46,31	552,20	2000	
125	0,230	21,25	342,14	1500	185/29	0,159	62,06	725,60	2000	
150	0,194	24,42	404,60	1250	185/43	0,156	77,77	844,90		
185	0,157	29,83	500,70	1000	240/56	0,120	98,25	1104,00	2000	
240	0,120	38,19	653,83	1000	330/30	0,086	88,85	1147,80	2000	
300	0,100	47,57	786,88	1000	330/43	0,087	103,78	1251,60		
					450/56	0,07	131,37	1194,60	1500	

Номинальное сечение проводов стандартных типоразмеров, число и номинальные диаметры проволок и другие конструктивные параметры представлены в табл. 18.6—18.9.

Таблица 18.6. Конструктивные данные проводов марки М

Номинальное сечение, мм ²	Конструкция				
	Число проволок	Номинальный диаметр проволок, мм	Число повивов	Диаметр провода, мм	Масса, кг/км
4	1	2,21	—	2,24	35
6	1	2,76	—	2,76	52
10	1	3,57	—	3,57	88
16	7	1,70	1	5,1	142
25	7	2,13	1	6,4	224
35	7	2,51	1	7,5	311
50	7	3,00	1	9,0	444
70	19	2,13	2	10,7	612
95	19	2,51	2	12,6	850
120	19	2,80	2	14,0	1060
150	19	3,15	2	15,8	1340
185	37	2,51	3	17,6	1660
240	37	2,84	3	19,9	2120
300	37	3,15	3	22,1	2610
350	37	3,45	3	24,2	3110
400	37	3,66	3	25,5	3530

Таблица 18.7. Конструктивные данные проводов марки А

Номинальное сечение, мм ²	Конструкция				
	Число проволок	Номинальный диаметр проволок, мм	Число повивов	Диаметр провода, мм	Масса, кг/км
10	7	1,35	—	4,05	27
16	7	1,70	1	5,1	43
25	7	2,13	1	6,4	68
35	7	2,50	1	7,5	94
50	7	3,00	1	9,0	135
70	7	3,55	1	10,7	190
95	7	4,10	1	12,3	250
120	19	2,80	2	14,0	320
150	19	3,15	2	15,0	410
185	19	3,50	2	17,5	500
240	19	4,00	2	20,0	650
300	37	3,15	3	22,1	790
350	37	3,45	3	24,2	950
400	37	3,66	3	25,6	1070
450	37	3,90	3	27,3	1220
500	37	4,15	3	29,1	1380
550	61	3,37	4	30,3	1500
600	61	3,50	4	31,5	1620
650	61	3,66	4	32,9	1770
700	61	3,80	4	34,2	1900

Таблица 18.8. Конструктивные данные проводов марки АС

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов		Отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
	Число проволок	Номинальный диаметр проволок, мм	Число проволок	Номинальный диаметр проволок, мм	алюминиевых проволок	стальных проволок	
10/1,8	6	1,50	1	1,50	1	—	6,00
16/2,7	6	1,85	1	1,85	1	—	6,00
25/4,2	6	2,30	1	2,30	1	—	6,00
35/6,2	6	2,80	1	2,80	1	—	6,00
50/8,0	6	3,20	1	3,20	1	—	6,00
70/11	6	3,80	1	3,80	1	—	6,00
70/72	18	2,20	19	2,20	1	2	0,95
95/16	6	4,50	1	4,50	1	—	6,00
95/141	24	2,20	37	2,20	1	3	0,65
120/19	26	2,40	7	1,85	2	1	6,25
120/27	30	2,20	7	2,20	2	1	4,29
150/19	24	2,80	7	1,85	2	1	7,85
150/24	26	2,70	7	2,10	2	1	6,14
150/34	30	2,50	7	2,50	2	1	4,29
185/24	24	3,15	7	2,10	2	1	7,71
185/29	26	2,98	7	2,30	2	1	6,24
185/43	30	2,80	7	2,80	2	1	4,29
185/128	54	2,10	37	2,10	2	3	1,46
205/27	24	3,30	7	2,20	2	1	7,71
240/32	24	3,60	7	2,40	2	1	7,71
240/39	26	3,40	7	2,65	2	1	6,11
240/56	30	3,20	7	3,20	2	1	4,29
300/39	24	4,00	7	2,65	2	1	7,81
300/48	26	3,80	7	2,95	2	1	6,16
300/66	30	3,50	19	2,10	2	2	4,39
300/67	30	3,50	7	3,50	2	1	4,29
300/204	54	2,65	37	2,65	2	3	1,46
330/30	48	2,98	7	2,30	3	1	11,55
330/43	54	2,80	7	2,80	3	1	7,71
400/18	42	3,40	7	1,85	3	1	20,27
400/22	76	2,57	7	2,00	4	1	17,93
400/51	51	3,05	7	3,05	3	1	7,71
400/64	26	4,37	7	3,40	2	1	6,14
400/93	30	4,15	19	2,50	2	2	4,35

Окончание табл. 18.8

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов		Отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
	Число проволок	Номинальный диаметр проволок, мм	Число проволок	Номинальный диаметр проволок, мм	алюминиевых проволок	стальных проволок	
450/56	54	3,20	7	3,20	3	1	7,71
500/26	42	3,90	7	2,20	3	1	18,86
500/27	76	2,84	7	2,20	4	1	18,09
500/64	54	3,40	7	3,40	3	1	7,71
500/204	90	2,65	37	2,65	3	3	2,43
500/36	54	3,40	61	2,65	2	4	1,46
550/71	54	3,60	7	3,60	3	1	7,71
600/72	54	3,70	19	2,20	3	2	8,04

Таблица 18.9. Диаметр и масса проводов марки АС

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Диаметр, мм		Масса, кг/км	
	провода	стального сердечника	1 км алюминиевой части провода	1 км стального сердечника
10/1,8	4,5	1,5	28,9	13,8
16/2,7	5,6	1,9	44,0	20,9
25/4,2	6,9	2,3	67,9	32,4
35/6,2	8,4	2,8	100,0	48,0
50/8,0	9,6	3,2	132,0	63,0
70/11	11,4	3,8	188,0	88,0
70/72	15,4	11,0	188,0	567,0
95/16	13,5	4,5	261,0	124,0
95/141	19,8	15,4	251,0	1106,0
120/19	15,2	5,6	324,0	147,0
120/27	15,4	6,6	320,0	208,0
150/19	16,8	5,6	407,0	147,0
150/24	17,1	6,3	407,0	190,0
150/34	17,5	7,5	406,0	269,0
185/28	18,9	6,3	515,0	190,0
185/29	18,8	6,9	500,0	228,0
185/43	19,6	8,4	509,0	337,0
185/128	23,1	14,7	517,0	1008,0
205/27	19,8	6,6	566,0	208,0
240/32	21,6	7,2	673,0	248,0
240/39	21,6	8,0	650,0	302,0

Окончание табл. 18.9

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Диаметр, мм		Масса, кг/км	
	провода	стального сердечника	1 км алюминиевой части провода	1 км стального сердечника
240/56	22,4	9,6	665,0	441,0
300/39	24,0	8,0	830,0	302,0
300/48	24,1	8,9	812,0	374,0
300/66	24,5	10,5	796,0	517,0
300/67	24,5	10,5	796,0	527,0

Таблица 18.10. Длительно допустимые токи нагрузки

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Длительно допустимые токи нагрузки, А, для проводов марок					
		АС		М	А	М	А
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	—	60	—
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19; 120/27	390; 375	313	485	375	395	300
150	150/19; 150/24; 150/34	450; 450; 450	365; 365	570	440	465	355
185	185/24; 185/29; 185/43	520; 510; 515	430; 425	650	500	540	410
240	240/32; 240/39; 240/56	605; 610; 610	505; 505	760	590	685	490
300	300/39; 300/48; 300/66	710; 690; 680	600; 585	880	680	740	570
330	330/27	730	—	—	—	—	—
400	400/22; 400/51; 400/64	830; 825; 860	713; 705	1050	815	895	690
500	500/27; 500/64	960; 945	830; 815	—	980	—	820
600	600/72	1050	920	—	1100	—	955

В табл. 18.10 представлены длительно допустимые токи нагрузки для проводов различных марок и сечений. Для проводов АС значения токов приведены для различ-

ных соотношений сечений алюминиевой и стальной частей провода, что соответствует маркам АСО, АСУ (облегченные либо усиленные).

Модифицированный провод для ЛЭП напряжением до 35 кВ марок ЗАЛП и ЗАЛП-В

Провод марки ЗАЛП (ЗАЛП-В) с защитной оболочкой из сшитого полиэтилена напряжением до 35 кВ, номинальной частотой 50 Гц изготавливается по ТУ 3555-092-05758629—2003 и может использоваться в районах с умеренным, холодным и тропическим климатом, в атмосфере воздуха типов 2 и 3 по ГОСТ 15150—69. В соответствии с действующим с 2006 г. ГОСТ Р-52373—2005 в настоящее время его следует маркировать СИП-3.

Описание конструкции

Провод ЗАЛП представляет собой многопроволочную: из 7 проволок для сечений до 95 мм² включительно; из 19 проволок для сечений от 120 мм² и выше, уплотненную токопроводящую жилу из алюминиевого сплава с защитной оболочкой из сшитого светостабилизированного полиэтилена. Конструкция ЗАЛП-В дополнена водоблокирующими элементами: нити и ленты, препятствующие продольному распространению влаги по токопроводящей жиле.

Технические характеристики:

удельная теплоемкость материала жилы — 880—920 Дж/(кг · К);

удельная плотность материала жилы при 20 °С — 2700 кг/м³;

коэффициент линейного расширения материала жилы — $23,1 \cdot 10^{-6}$ 1/К;

модуль упругости материала жилы — 62 500 Н/мм²;

удельное объемное сопротивление изоляции провода составляет не менее $1 \cdot 10^{12}$ Ом · см;

провод на номинальное напряжение до 35 кВ выдерживает испытание: на проход переменным напряжением 20 кВ и в воде при приложенном напряжении 4 кВ в течение 5 мин;

пробивное переменное напряжение для провода ЗАЛП (ЗАЛП-В) на номинальное напряжение 20 кВ составляет не менее 24 кВ, для ЗАЛП (ЗАЛП-В) на номинальное напряжение 35 кВ данный параметр составляет не менее 42 кВ;

допустимый нагрев токопроводящей жилы для провода соответствует: для нормального режима 90 °С; для режима короткого замыкания длительностью до 5 с 250 °С;

монтаж проводов можно осуществлять при температуре окружающего воздуха не ниже –10 °С;

усилия при тяжении и в процессе эксплуатации провода не должны превышать 35 Н/мм²;

провод обладает стойкостью к воздействию солнечной радиации;

срок службы провода составляет не менее 25 лет.

Основные характеристики проводов ЗАЛП (СИП-3) различных сечений приведены в табл. 18.11, 18.12.

Таблица 18.11. Конструкция, механическая прочность и электрическое сопротивление токопроводящих жил провода

Сечение жилы, мм ²	Номинальный диаметр неизолированной жилы, мм	Прочность при растяжении, кН, не менее	Электрическое сопротивление жилы, Ом/км
35	6,9	10,3	0,986
50	8,1	14,2	0,72
70	9,7	20,6	0,493
95	11,3	27,9	0,363
120	12,8	35,2	0,288
150	14,2	43,4	0,236

Таблица 18.12. Токовые нагрузки, диаметр по изоляции, радиус изгиба и масса провода

Сечение провода, мм ²	Допустимый ток нагрузки, А	Односекундный ток короткого замыкания, кА, не более	Номинальный диаметр провода, мм		Допустимый радиус изгиба провода, м		Масса провода, кг/км	
			20 кВ	35 кВ	20 кВ	35 кВ	20 кВ	35 кВ
35	200	3,2	11,5	11,9	0,12	0,12	160	169
50	245	4,3	12,7	13,1	0,13	0,13	209	220
70	310	6,4	14,3	14,7	0,15	0,15	275	287
95	370	8,6	16,0	16,4	0,16	0,16	355	369
120	430	11,0	17,4	17,8	0,18	0,18	436	451
150	485	13,5	18,8	19,2	0,19	0,19	530	546

Основными производителями проводов в настоящее время являются:

марки М — Камкабель, Агрокабель, Уралкабель, Кирскабель, Томсккабель;

марок А, АС — Камкабель, Автопровод, Агрокабель, Кирскабель, Кавказкабель, Иркутсккабель, Таджиккабель, Псковкабель, Самарская кабельная компания, Сибкабель, Электрокабель, Уралкабель, Южкабель, Томсккабель;

марки ЗАЛП (СИП-3) — Москабель.

18.3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ

Особенностью электроснабжения сельскохозяйственных потребителей является необходимость подвода электроэнергии к большому количеству относительно маломощных и рассредоточенных объектов. Распределение электроэнергии от центров питания к сельскохозяйственным потребителям осуществляется преимущественно воздушными линиями электропередачи напряжением 0,4—35 кВ довольно большой протяженности. Использование для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей традиционных воздушных линий электропередачи с неизолированными проводами не обеспечивает достаточной надежности электроснабжения.

По данным [18.3] в распределительных сетях сельскохозяйственного назначения 0,4—10 кВ, выполненных воздушными

линиями с неизолированными проводами, нарушения электроснабжения потребителей происходят по следующим причинам:

схлестывание проводов — 50 %;

окисление и отгорание контактных соединений — 25 %;

обрывы проводов при мокром снеге и гололеде — 10 %;

повреждения проводов крупногабаритным автотранспортом — 5 %;

другие причины — 10 %.

В целях повышения надежности распределительных сетей, выполненных воздушными линиями электропередачи, в мировой практике широко применяются изолированные провода. Пионерами в области применения изолированных проводов принято считать Финляндию и Францию — энергетики именно этих стран первыми в Европе занялись разработкой стандартов проектирования и правил устройства воздушных линий с изолированными проводами. Впоследствии и другие страны стали разрабатывать свои системы воздушных линий, но, как правило, за основу их принимались уже утвержденные в эксплуатацию европейские стандарты.

На разработку линий с изолированными проводами в Скандинавских странах подтолкнула необходимость уменьшения последствий от повреждений, вызванных суровыми климатическими условиями в данном регионе. Одновременно с этим назрела необходимость более узких трасс для воздушных линий, особенно в условиях плотной городской застройки. В настоящее время в Финляндии системой

изолированных проводов оборудовано более 170 тыс. км линий напряжением до 1 кВ (около 80 %). Эта система используется также более чем в 30 странах всех частей света: Америке, Африке, Азии, Ближнем и Дальнем Востоке, в Гималаях. Применение изолированных проводов в южных и горных районах не представляет проблемы, так как изоляция проводов выполняется стойкой к воздействию ультрафиолетового излучения и озона.

Проектирование и разработка отечественных изолированных проводов были начаты в 1987 г. на Иркутском кабельном заводе. В 1991 г. по ТУ 16.К71-120—91 было запущено опытное производство изолированных проводов типов САПт, САСПт, САПш и САСПш. Первая линия с такими изолированными проводами протяженностью 3,5 км была построена в Краснодарском крае в 1994 г.

Производство проводов указанных марок, не отвечающих международным стандартам, вскоре было прекращено в связи выходом в свет новых ТУ 16.К71-268—98, которые были разработаны на основе международного стандарта HD 626 S1. Разработчиками новых технических условий выступили ВНИИ КП совместно с ОАО «Севкабель» при участии департамента электрических сетей РАО «ЕЭС России», АО «Ленэнерго», института «Западсельэнергопроект». Новые отечественные провода, соответствующие международному стандарту, получили название СИП — самонесущие изолированные провода.

Изменилась и стала общепринятой аббревиатура для воздушных линий электропередачи, выполненных различными проводами:

ВЛ — воздушная линия любого напряжения, выполненная неизолированными проводами;

ВЛИ — воздушная линия напряжением до 1 кВ, выполненная изолированными проводами;

ВЛЗ — воздушная линия напряжением 6—20 кВ, выполненная проводами с защит-

ной изолирующей оболочкой — защищенными проводами.

Рассмотрим *преимущества изолированных проводов* по отношению к неизолированным проводам:

высокая надежность электроснабжения, количество аварийных отключений уменьшается на порядок;

существенное снижение (приблизительно на 80 %) эксплуатационных расходов на ВЛИ и ВЛЗ, обусловленное уменьшением объема аварийно-восстановительных работ, а также отсутствием необходимости в расчистке просек в процессе эксплуатации;

незначительное гололедообразование и обрастание мокрым снегом изолированной поверхности проводов; мокрый снег легко стекает с гладкой поверхности изолированных проводов; в проводах марок А и АС мокрый снег может удерживаться в канавках между проволоками и являться первопричиной снегогололедных нагрузок на провода;

уменьшение затрат на монтаж ВЛИ и ВЛЗ, связанное с вырубкой более узких просек в лесной местности, с возможностью применения более коротких опор, а для ВЛИ — с отсутствием изоляторов и траверс;

снижение потерь напряжения и, следовательно, повышение качества напряжения благодаря уменьшению более чем в 3 раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными;

возможность подключения к ВЛИ новых абонентов без снятия напряжения, т.е. без отключения остальных потребителей;

значительное снижение несанкционированных подключений к линиям, а также случаев вандализма и воровства, поскольку изолированные провода не подлежат вторичной переработке;

значительное снижение случаев поражения электрическим током при монтаже и эксплуатации ВЛИ и ВЛЗ;

отсутствие вероятности возникновения пожара в лесной местности при падении изолированного провода на землю;

возможность подвески на одной опоре нескольких линий, а также линий связи;

возможность уменьшения охранной зоны ВЛИ и ВЛЗ и, следовательно, сокращения площади отчуждаемой земли.

Наряду со множеством безусловных преимуществ ВЛИ и ВЛЗ следует отметить причины, тормозящие широкое применение изолированных проводов:

стоимость изолированного провода в 1,1—1,5 раза выше стоимости неизолированных проводов А и АС;

недостаточная готовность отечественного потребителя к переходу на изолированные провода, связанная с малым объемом информации, нормативной документации, инструмента и отсутствием соответствующей подготовки персонала.

В настоящее время протяженность российских распределительных сетей составляет более 3 млн км. Подавляющее большинство воздушных линий этих сетей было построено в 60-е годы XX в. Сегодня более 125 тыс. км ВЛ 0,4 кВ находится в аварийном состоянии. Если в 80-е годы XX в. ежегодно заменялось около 50 тыс. км, то в последнее десятилетие прокладывается ежегодно не более 5 тыс. км новых линий распределительных сетей.

Срок службы ВЛ в среднем равняется 30—35 годам. Поэтому в ближайшее время следует ожидать существенного увеличения аварийных отключений ВЛ.

По оценке специалистов РАО «ЕЭС России», в электроэнергетике следует скоординировать инвестиционную политику и предусмотреть приоритетное выделение средств на развитие и реконструкцию электрических сетей. В ближайшее время техническому перевооружению подлежат 90 тыс. км воздушных линий напряжением 6—35 кВ.

Совершенно очевидно, что сегодняшнее переоснащение распределительных сетей необходимо вести с применением изолированных проводов, решающих проблемы

надежности электроснабжения. Недаром за рубежом линии с изолированными проводами называют необслуживаемыми — практически не требующими эксплуатационных затрат.

18.4. КОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

Конструкции отечественных изолированных проводов являются аналогами проводов зарубежных производителей. Основные конструкции отечественных изолированных проводов приведены на рис. 18.1.

Изолированные провода на напряжение до 1 кВ (рис. 18.1, а, б, в). У проводов типов СИП-1 и СИП-2 (финская система подвески, аналоги проводов АМКА и АХКА) изолированные фазные жилы 1 скручены вокруг неизолированной нулевой жилы 2 таким образом, что вся механическая нагрузка воспринимается несущей нулевой жилой.

У проводов типов СИП-1А и СИП-2А (французская система подвески, аналоги проводов типов АМКАт, АХКАт, Торсада) изолированные фазные жилы 1 скручены вокруг изолированной нулевой жилы 2 таким образом, что вся механическая нагрузка воспринимается несущей нулевой жилой 2.

У проводов СИП-4 (шведская система подвески, аналоги проводов ЕХ и АЛУС) изолированные фазные жилы и изолированная нулевая жила скручены таким образом, что вся механическая нагрузка распределяется равномерно между всеми четырьмя жилами.

Все виды проводов СИП имеют круглую, многопроволочную, уплотненную, алюминиевую токоведущую жилу. Несущая нулевая жила (СИП-1, СИП-1А, СИП-2, СИП-2А) выполняется из термоупрочненного алюминиевого сплава АВЕ, обеспечивающего необходимые электрические и механические характеристики. Допускается алюминиевая конструкция несущего

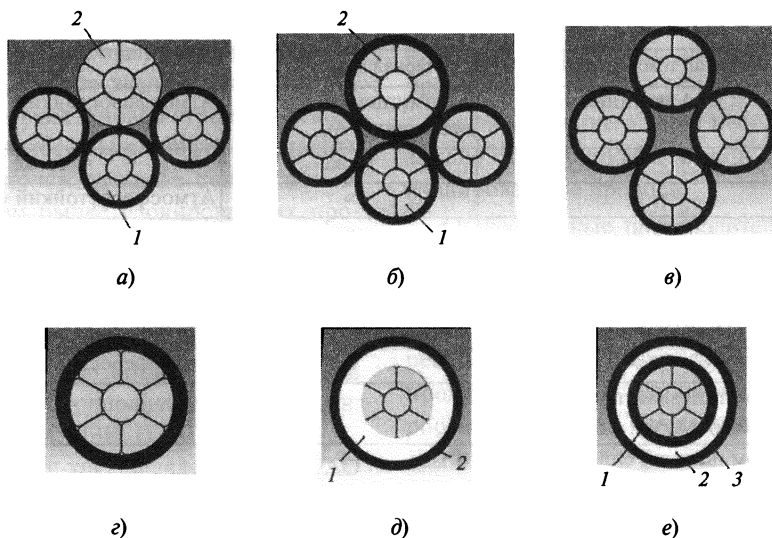


Рис. 18.1. Конструкции изолированных проводов:

а — СИП-1, СИП-2 (финская система); б — СИП-1А, СИП-2А (французская система); в — СИП-4 (шведская система); г — СИП-3; д — ПЗВ; е — ПЗВГ

провода со стальным оцинкованным сердечником (аналог провода АС). Нулевая жила СИП-4 имеет конструкцию, полностью аналогичную конструкции фазных жил.

Изоляция проводов СИП-1, СИП-1А и СИП-4 выполняется из термопластичного атмосферостойкого (светостабилизированного) полиэтилена черного цвета; изоляция проводов СИП-2 и СИП-2А — из атмосферостойкого сшитого полиэтилена черного цвета.

Отечественной промышленностью (ОАО «Севкабель») выпускаются модификации провода СИП-4: СИПс-4 с изоляцией из сшитого полиэтилена; СИПн-4 с изоляцией из полимерной композиции, не распространяющей горение.

Конструктивные характеристики различных изолированных проводов сведены в табл. 18.13.

Во все провода СИП при необходимости могут добавляться жилы другого назначения, например жила для уличного освещения. Для удобства монтажа и экс-

плуатации изолированные жилы проводов СИП имеют отличительное обозначение в виде продольных рисок на поверхности изоляции.

Все рассмотренные выше отечественные провода СИП напряжением до 1 кВ по конструктивному исполнению, техническим характеристикам и эксплуатационным свойствам соответствуют стандарту HD 626 S1 Европейского комитета по стандартизации в электротехнике (CENELEC).

Изолированные провода на напряжение выше 1 кВ (рис. 18.1, г, д, е). Защищенные изоляцией провода СИП-3 (аналог финского провода SAX) выполняются одножильными и предназначены для воздушных линий электропередачи напряжением до 20 кВ. Провода по конструктивному исполнению, техническим характеристикам и эксплуатационным свойствам соответствуют финскому стандарту SFS 5791, 1994 г.

Провод СИП-3 представляет собой изолированную многопроволочную уплотненную

Таблица 18.13. Конструктивные характеристики изолированных проводов

Провод	Материал токоведущей жилы	Материал нулевой жилы	Изоляция
СИП-1	Алюминий	Алюминиевый сплав или провод АС	Атмосферостойкий ТПЭ
СИП-1А	»	То же	То же
СИП-2	»	»	Атмосферостойкий СПЭ
СИП-2А	»	»	То же
СИП-4	»	Алюминий	Атмосферостойкий ТПЭ
СИПн-4	»	»	Полимер, не распространяющий горение
СИПс-4	»	»	Атмосферостойкий СПЭ
СИП-3	Алюминиевый сплав или провод АС	—	То же
ПЗВ	Алюминиевый сплав или провод АС с водоблокирующими нитями	—	»
ПЗВГ	То же	—	Атмосферостойкий, трекингоустойкий СПЭ

Примечание. СПЭ — сшитый полиэтилен; ТПЭ — термопластичный полиэтилен.

токопроводящую жилу из алюминиевого сплава, обеспечивающего необходимые электрические и механические характеристики. Допускается выполнение токоведущей жилы из алюминия со стальным оцинкованным сердечником. Защитный изоляционный покров выполнен из атмосферостойкого СПЭ черного цвета.

До недавнего времени отечественной промышленностью не выпускались изолированные провода для воздушных линий электропередачи на напряжение 35 кВ. Сотрудниками ОАО «Севкабель» впервые в России были разработаны ТУ 16.К10-017—2003 «Провода с защитной изоляцией для воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ» для проводов двух марок: ПЗВ и ПЗВГ (провода защищенные влагостойкие и герметизированные).

Провода ПЗВ и ПЗВГ одножильные. Жила состоит из уплотненных проволок алюминиевого сплава, обеспечивающего необходимые электрические и механические характеристики. Допускается выполнение токоведущей жилы из алюминия со стальным оцинкованным сердечником. Для

исключения миграции влаги вдоль каналов между проволоками при скрутке жилы вводятся водоблокирующие нити. При контакте с водой содержащийся в этих нитях адсорбент поглощает воду, многократно увеличивается в объеме, заполняет все пустоты между проволоками и исключает дальнейшее распространение влаги вдоль провода.

Изоляция провода ПЗВ состоит из двух слоев: нижнего слоя 1 из СПЭ; верхнего слоя 2 из атмосферостойкого СПЭ.

Изоляция провода ПЗВГ (грозоустойчивого) состоит из трех слоев: первого слоя 1 из электропроводящего СПЭ; второго слоя 2 из чистого изоляционного СПЭ; третьего слоя 3 из трекингоустойкого атмосферостойкого СПЭ (рис. 18.1, е).

Почти 10-летний опыт эксплуатации в России ВЛИ и ВЛЗ с импортными и отечественными изолированными проводами показывает неоспоримые преимущества таких проводов перед неизолрованными проводами, особенно в части надежности электроснабжения. Но только совсем недавно стало возможным строить

ВЛИ и ВЛЗ, используя качественные отечественные изолированные провода и арматуру к ним, что значительно снижает капиталовложения в новое строительство.

В настоящее время можно выделить следующие положительные тенденции на отечественном рынке изолированных проводов:

широкий ассортимент как импортных, так и отечественных проводов, не уступающих по качеству зарубежным аналогам;

постоянная разработка новых видов отечественных изолированных проводов: СИПс-4, СИПн-4, ПЗВ, ПЗВГ;

введение ноу-хау; в частности, ОАО «Севкабель» выпускает изолированные провода, обеспечивающие самосброс налипшего мокрого снега;

широкий выбор отечественной и импортной арматуры для изолированных проводов;

возникновение острой необходимости в замене старых проводов марок А и АС на изолированные провода.

Отечественные производители кабельно-проводниковой продукции ОАО «Севкабель», «Камкабель» и другие сегодня готовы не только представить новую конкурентоспособную с зарубежными аналогами продукцию, но и полностью обеспечить российский рынок изолированными проводами и арматурой к ним.

Технические характеристики отечественных изолированных проводов приведены в табл. 18.14—18.17.

Таблица 18.14. Технические характеристики проводов СИП-1, СИП-1А, СИП-2, СИП-2А

Количество жил и их сечение, мм ²	Эффективный диаметр провода, мм	Масса провода, кг/км	Разрывная прочность несущей жилы, кН, не менее
2×16	15	130	—
3×16	17	190	—
4×16	18	260	—
2×25	18	200	—
3×25	20	310	—
4×25	22	410	—
5×16	20	320	—
5×25	24	510	—
1×16 + 1×25	16	160	7,4
3×16 + 1×25	21	300	7,4
3×25 + 1×35	26	450	10,3
3×35 + 1×50	30	600	14,2
3×50 + 1×50	33	740	14,2
3×50 + 1×70	35	820	20,6
3×70 + 1×70	38	1030	20,6
3×70 + 1×95	41	1130	27,9
3×95 + 1×70	43	1300	20,6
3×95 + 1×95	44	1400	27,9
3×120 + 1×95	47	1650	27,9
4×16 + 1×25	22	350	7,4
4×25 + 1×35	26	550	10,3

Примечание. Эффективный диаметр — наибольший размер всех жил в поперечном сечении провода.

Таблица 18.15. Технические характеристики проводов СИП-4

Количество жил и их сечение, мм ²	Эффективный диаметр провода, мм	Масса провода, кг/км	Разрывная прочность фазной жилы, кН, не менее
2×25	19	202	4,1
2×35	20	264	5,6
2×50	23	363	7,3
2×70	27	490	10,8
2×95	31	637	13,7
2×120	34	813	16,8
3×25	20	303	4,1
3×35	22	396	5,6
3×50	25	540	7,3
3×70	29	735	10,8
3×95	33	1031	13,7
3×120	36	1219	16,8
4×25	23	404	4,1
4×35	24	528	5,6
4×50	29	718	7,3
4×70	32	980	10,8
4×95	39	1375	13,7
4×120	41	1625	16,8

Таблица 18.16. Технические характеристики проводов СИП-3

Сечение жилы, мм ²	Диаметр жилы, мм	Диаметр провода, мм	Масса провода, кг/км	Разрывная прочность, кН, не менее
35	6,9	11,5	196	10,3
50	8,1	12,6	251	14,2
70	9,7	14,3	337	20,6
95	11,3	16,0	444	27,9
120	12,8	17,4	524	35,2
150	14,2	18,8	616	43,4

Таблица 18.17. Технические характеристики проводов ПЗВ и ПЗВГ

Сечение жилы, мм ²	Наружный диаметр провода, мм		Масса провода, кг/км	
	ПЗВ	ПЗВГ	ПЗВ	ПЗВГ
35	13,3	14,7	196	228
50	14,5	15,9	244	279
70	16,1	17,5	317	355
95	17,8	19,2	405	447
120	19,2	20,6	486	531
150	20,6	22,0	575	622
185	22,2	23,6	670	738
240	24,5	25,9	850	910

Условия монтажа и эксплуатации. Все изолированные провода предназначены для работы в условиях температуры воздуха от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$; температура воздуха при монтаже изолированных проводов должна быть не ниже $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

18.5. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

Для СИП на напряжение до 1 кВ характерны три системы подвески (финская, французская и шведская), исторически сложившиеся вследствие поставки на отечественный рынок импортных изолированных проводов и арматуры к ним.

Кроме того, СИП подразделяются по материалу несущей нулевой жилы: сталеалюминиевая конструкция, термоупрочненный алюминиевый сплав АВЕ — и виду изоляции: атмосферостойкий термопластичный полиэтилен, атмосферостойкий сшитый полиэтилен.

В табл. 18.18 приведены основные конструктивные особенности СИП и их ориентировочные цены по отношению к цене неизолированного сталеалюминиевого провода АС аналогичного сечения и длиной, равной суммарной длине четырех жил СИП. Относительные стоимостные показатели получены из анализа прайс-листов

предприятий — изготовителей кабельно-проводниковой продукции [18.7].

Достаточно большое разнообразие конструкций и стоимости проводов СИП ставит потребителя в затруднительное положение при выборе конкретной конструкции провода. Поэтому рассмотрим сравнительные характеристики различных конструкций СИП.

В финской системе подвески (СИП-1, СИП-2) несущим элементом является неизолированная нулевая жила. Усилия тяжения провода передаются по системе металл несущей жилы — металл линейной арматуры. Прочность линии в целом очень высокая, поскольку отсутствуют слабые звенья по всей системе подвески. Это позволяет выполнить требования надежности по финскому стандарту. Линия считается надежной в том случае, если абонент всегда получает электроэнергию, а провода всегда остаются наверху, вплоть до слома опоры.

Прочность несущей жилы и арматуры в финской системе позволяет увеличить анкерные и промежуточные пролеты и, следовательно, уменьшить количество опор и линейной арматуры, которая является более прочной и более дорогой, чем во французской системе подвески. Финская система, обладая высокой прочностью арматуры и несущей жилы, в конечном счете, работает на разрушение опоры. По опыту эксплуата-

Таблица 18.18. Конструктивные и стоимостные характеристики изолированных проводов

Провод	Система подвески	Несущая жила	Изоляция	Цена, отн. ед.
Провод АС	—	—	—	1,0
СИП-1	Финская	АС	ТПЭ	1,10
СИП-1А	Французская	АС	ТПЭ	1,15
СИП-2	Финская	АС	СПЭ	1,25
СИП-2А	Французская	АС	СПЭ	1,35
СИП-1	Финская	Сплав АВЕ	ТПЭ	1,35
СИП-1А	Французская	Сплав АВЕ	ТПЭ	1,40
СИП-2	Финская	Сплав АВЕ	СПЭ	1,55
СИП-2А	Французская	Сплав АВЕ	СПЭ	1,65
СИП-4	Шведская	—	ТПЭ	1,15
СИПс-4	Шведская	—	СПЭ	1,30

ции слом опор составляет не более 1,5 % случаев повреждения проводов.

Во французской системе подвески (СИП-1А, СИП-2А) несущим элементом является изолированная нулевая жила. Такая система актуальна, когда необходимо защитить неизолированную жилу от агрессивности внешней среды, например, на побережье соленых морей или в условиях тропического климата. В России применение этой системы подвески необходимо на побережье Черного моря.

Но для несущей изолированной жилы существует одна важная проблема. Дело в том, что вся механическая нагрузка линии ложится на изоляционный слой несущей жилы. Если линию с изолированной несущей жилой нагрузить механически так же, как линию с неизолированной несущей жилой, то изоляция несущей жилы может быть повреждена. Поэтому по французскому стандарту пролеты между опорами проектируются меньшей длины, чем в финской системе.

Как следствие, во французской системе используется большее количество опор и линейной арматуры. Однако арматура дешевле, чем в финской системе подвески, поскольку выполняется на меньшую разрывную прочность. В итоге, французская система работает на разрушение арматуры. Даже при незначительных механических перегрузках эта арматура разрушается, причем на нескольких опорах одновременно.

В шведской системе подвески (СИП-4) нет отдельного несущего элемента, а подвеска провода осуществляется за все жилы, имеющие одинаковую конструкцию. В этой системе подвески механическая нагрузка равномерно распределяется между всеми жилами, что придает шведской системе подвески более высокую механическую прочность, чем финской и французской системам.

На рис. 18.2 показаны зависимости от сечения разрывной прочности несущей нулевой жилы проводов СИП-1, СИП-2 и провода СИП-4. Для СИП-1, СИП-2 пред-

ставлены два варианта исполнения несущей жилы: термоупрочненный алюминиевый сплав и сталеалюминиевый провод АС. Видно, что СИП-4 практически в 1,5 раза прочнее, чем СИП-1 (СИП-2) с любой конструкцией несущей жилы.

Стоимость проводов СИП-4 ниже стоимости СИП-1 (СИП-2) такого же сечения с несущей нулевой жилой из алюминиевого сплава (см. табл. 18.18). Дело в том, что для производства проводов шведской системы не требуется достаточно дорогостоящего оборудования для изготовления термоупрочненного алюминиевого сплава.

Снижение цены достигается не ухудшением качества провода (характеристики СИП-4 даже лучше, чем в системах с несущей жилой), а лишь применением другой системы подвески. Однако стоимость арматуры для СИП-4 выше, чем для СИП-1 (СИП-2). В результате стоимость комплекта СИП + арматура оказывается в обоих случаях приблизительно одинаковой.

К несомненным достоинствам проводов СИП-4, используемых в нашем климате, следует отнести возможность самосброса налипшего мокрого снега. Такая конструкция СИП-4 разработана ОАО «Севкабель». Скрутка изолированных жил выполняется таким образом, что в натянутом проводе возникает раскручивающий момент, который усиливается при налипании снега. Провод, находящийся в состоянии неустойчивого равновесия, поворачивается, сбрасывает налипший снег и возвращается в прежнее положение. Это дополнительно увеличивает надежность линии, выполненной с применением проводов СИП-4.

Следует отметить, что провода с несущей нулевой жилой применяются в России около 10 лет, тогда как провода СИП-4 стали применяться совсем недавно (с 2002 г.), поэтому нет еще достаточного отечественного опыта эксплуатации таких проводов. Однако шведская система подвески давно и успешно применяется в половине стран Европы и на Американском континенте.

Несмотря на те или иные особенности, достоинства и недостатки, все три системы

подвески изолированных проводов успешно применяются. Право выбора конкретной конструкции СИП остается, в конечном счете, за потребителем, решающим в рамках требований Межотраслевых правил по охране труда (МПОТ), ПУЭ и других нормативных документов не только задачи обеспечения качественного и надежного электроснабжения, но и экономические вопросы.

Зарубежные аналоги СИП имеют несущую жилу из термоупрочненного алюминиевого сплава. В отечественных СИП эта жила выполняется из термоупрочненного алюминиевого сплава или сталеалюминиевой конструкции. Технические условия [18.5] допускают применение сталеалюминиевой несущей жилы при условии соответствия ее наружного диаметра, электрического сопротивления и разрывной прочности параметрам несущей жилы из алюминиевого сплава такого же сечения. Уменьшение наружного диаметра сталеалюминиевой несущей жилы достигается ее уплотнением. Причем коэффициент уплотнения должен быть не менее 0,9.

Неоспоримым преимуществом СИП с несущей сталеалюминиевой жилой является более низкая стоимость (см. табл. 18.18). Механическая прочность сталеалюминиевой жилы выше, чем несущей жилы из алюминиевого сплава (см. рис. 18.2). Кроме того, сталеалюминиевая жила со временем провисает меньше, чем жила из алюминиевого сплава. Срок службы сталеалюминиевого провода по ГОСТ 839—80 составляет 45 лет, и это подтверждается почти вековым опытом эксплуатации таких проводов.

Считается, что надежность ВЛИ, выполненной СИП с несущей жилой из алюминиевого сплава, выше. Масса СИП с такой несущей жилой меньше; монтаж СИП проще. Кроме того, алюминиевый сплав устойчив к коррозии.

Безусловно, в каждой конструкции несущей жилы есть свои преимущества и недостатки. Выбор всегда остается за

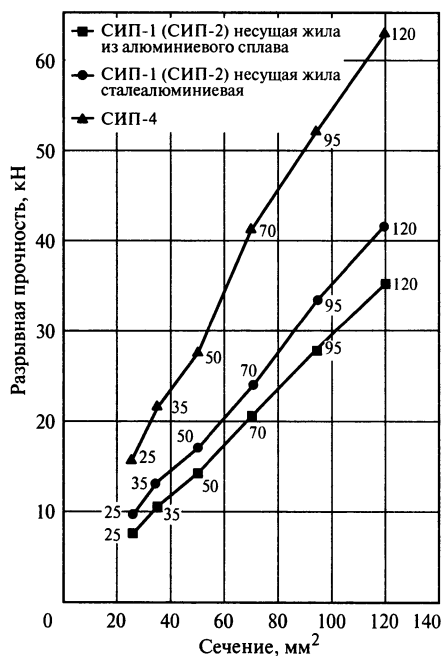


Рис. 18.2. Характеристики прочности различных проводов

потребителем, и этот выбор должен быть осознанным и не навязанным со стороны.

При выборе конструкции изолированного провода на напряжение 6—20 кВ следует отдать предпочтение СИП-3, поскольку этот провод дешевле зарубежных аналогов (провода SAX).

При целесообразности применения на воздушных линиях напряжением 35 кВ изолированных проводов следует использовать провода марок ПЗВ и ПЗВГ, не имеющих на сегодняшний день аналогов. Провод марки ПЗВ предназначен для прокладки магистральных линий электропередачи в обычных условиях.

Уникальность провода марки ПЗВГ состоит в том, что он помимо всех защитных функций провода марки ПЗВ выполняет функцию грозового разрядника. Благодаря усовершенствованной трехслойной изоляции этот провод отвечает основным требованиям, предъявляемым к разрядникам. Внутренний слой предназначен для

выравнивания напряженностей, возникающих на поверхности токоведущей жилы. Второй слой в комбинации с внутренним слоем делает провод стойким к многократному воздействию грозových импульсов с амплитудой 300 кВ. Верхний слой изоляции выдерживает разрушающее воздействие трещин.

При монтаже проводов марки ВЛЗ треугольником в основании треугольника располагают провода ПЗВ, а в вершине — провод ПЗВГ, который выполняет функцию грозозащитного троса по отношению к нижним проводам. Такое расположение проводов следует использовать при прохождении ВЛЗ по населенным пунктам, на подходах к подстанциям, в районах с интенсивной грозовой деятельностью.

Испытания, проведенные в НИИПТ, подтвердили высокую надежность проводов марок ПЗВ и ПЗВГ при воздействии на ВЛЗ негативных физических и климатических факторов.

18.6. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

Сечения СИП до 1 кВ выбирают по экономической плотности тока и нагреву при числе часов использования максимума нагрузки более 4000—5000, при меньшей продолжительности максимума нагрузки — по нагреву. Если сечение провода, определенное по этим условиям, получается меньше сечения, требуемого другими техническими условиями (механическая прочность, термическая стойкость при токах

КЗ, потери напряжения), то необходимо принимать наибольшее сечение, требуемое этими техническими условиями [1].

При выборе сечений СИП по нагреву следует учитывать материал изоляции провода: термопластичный или сшитый полиэтилен. Допустимые температуры жил проводов с различной изоляцией для различных режимов работы приведены в табл. 18.19.

Изоляция из сшитого полиэтилена более термоустойчива, чем из термопластичного полиэтилена (см. с. 433).

В нормальных режимах работы температура жилы с изоляцией из термопластичного полиэтилена ограничена 70 °С, а с изоляцией из сшитого полиэтилена — 90 °С.

Режим перегрузки СИП допускается до 8 ч в сутки, не более 100 ч в год и не более 1000 ч за весь срок службы провода [18.7].

Соответствующие допустимой температуре допустимые длительные токи $I_{\text{доп}}$ для различных конструкций СИП приведены в табл. 18.20 и 18.21. Здесь же указаны омические сопротивления фазной и нулевой жил и предельные односекундные токи термической стойкости.

Для сопоставления в табл. 18.22 приведены допустимые длительные токи неизолированных проводов. Провода СИП напряжением до 1 кВ допускают меньшие токовые нагрузки, чем неизолированные провода. Провода СИП охлаждаются воздухом менее эффективно, поскольку имеют изоляцию и скручены в жгут.

Таблица 18.19. Допустимые температуры жил проводов с различной изоляцией

Режим эксплуатации	Допустимые температуры, °С, для проводов	
	СИП-1, СИП-1А, СИП-4, СИПн-4 (термопластичный полиэтилен)	СИП-2, СИП-2А, СИПс-4, СИП-3, ПЗВ, ПЗВГ (сшитый полиэтилен)
Нормальный режим	70	90
Режим перегрузки	80	130
Короткое замыкание длительностью до 5 с	135	250

Таблица 18.20. Электрические параметры проводов СИП-1, СИП-1А (СИП-2, СИП-2А)

Количество жил и их сечение, мм ²	Омическое сопротивление фазной жилы, Ом/км	Омическое сопротивление несущей жилы, Ом/км	Допустимый длительный ток фазной жилы $I_{\text{доп}}$, А	Односекундный ток термической стойкости фазной жилы $I_{\text{к1с}}$, кА
2×16	1,91	—	75 (105)	1,0
3×16	1,91	—	70 (100)	1,0
4×16	1,91	—	70 (100)	1,0
2×25	1,2	—	100 (135)	1,6
3×25	1,2	—	95 (130)	1,6
4×25	1,2	—	95 (130)	1,6
5×16	1,91	—	70 (100)	1,0
5×25	1,2	—	95 (130)	1,6
1×16 + 1×25	1,91	1,38	75 (105)	1,0 (1,5)
3×16 + 1×25	1,91	1,38	70 (100)	1,0 (1,5)
3×25 + 1×35	1,20	0,99	95 (130)	1,6 (2,3)
3×35 + 1×50	0,87	0,72	115 (160)	2,3 (3,2)
3×50 + 1×50	0,64	0,72	140 (195)	3,2 (4,6)
3×50 + 1×70	0,64	0,49	140 (195)	3,2 (4,6)
3×70 + 1×70	0,44	0,49	180 (240)	4,5 (6,5)
3×50 + 1×95	0,44	0,36	180 (240)	4,5 (6,5)
3×95 + 1×70	0,32	0,49	220 (300)	5,2 (6,9)
3×95 + 1×95	0,32	0,36	220 (300)	5,2 (6,9)
3×120 + 1×95	0,25	0,36	250 (340)	5,9 (7,2)
4×16 + 1×25	1,91	1,38	70 (100)	1,0 (1,5)
4×25 + 1×35	1,20	0,99	95 (130)	1,6 (2,3)

Примечание. В скобках приведены значения для СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Таблица 18.21. Электрические параметры проводов СИП-4, СИПн-4 (СИПс-4)

Количество жил n и их сечение, мм ² ($n = 2, 3, 4$)	Омическое сопротивление фазной и нулевой жил, Ом/км	Допустимый длительный ток фазной жилы $I_{\text{доп}}$, А	Односекундный ток термической стойкости фазной и нулевой жил $I_{\text{к1с}}$, кА
$n \times 25$	1,20	95 (130)	1,6 (2,3)
$n \times 35$	0,89	115 (160)	2,3 (3,2)
$n \times 50$	0,64	140 (195)	3,2 (4,6)
$n \times 70$	0,44	180 (240)	4,5 (6,5)
$n \times 95$	0,32	220 (290)	6,0 (7,0)
$n \times 120$	0,25	250 (340)	7,6 (7,6)

Примечание. В скобках приведены значения для СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Таблица 18.22. Допустимые длительные токи неизолированных проводов

Сечение, мм ²	35	50	70	95	120	150	185	240
$I_{\text{доп}}$, А	175	210	265	330	390	450	510	605

Провода с изоляцией из сшитого полиэтилена в 1,15—1,2 раза дороже проводов с изоляцией из термопластичного полиэтилена (см. табл. 18.18). Однако, как видно из табл. 18.20 и 18.21, СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена имеют в 1,3—1,4 раза большую пропускную способность, чем провода такого же сечения с изоляцией из термопластичного полиэтилена. Очевидно, что выбор сечения СИП следует проводить на основе технико-экономического сравнения вариантов с различной изоляцией.

Рассмотрим конкретный пример выбора сечения СИП по расчетному току $I_{расч} = 140$ А.

В соответствии с исходными данными табл. 18.20 можно принять два варианта СИП:

СИП-1А $3 \times 50 + 1 \times 70$, $I_{доп} = 140$ А; изоляция — термопластичный полиэтилен;

СИП-2А $3 \times 35 + 1 \times 50$, $I_{доп} = 160$ А; изоляция — сшитый полиэтилен.

Стоимости проводов указанных сечений приведены в табл. 18.23.

Очевидно, что экономически целесообразно принять СИП-2А $3 \times 35 + 1 \times 50$ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Таким образом, фактически осуществляется замена провода СИП-1А на провод СИП-2А меньшего сечения и меньшей стоимости. Благодаря этой замене:

уменьшается масса провода;

уменьшаются габариты провода и соответственно снижаются гололедно-ветровые нагрузки на провод;

увеличивается срок службы ВЛИ, так как сшитый полиэтилен долговечнее термопластичного полиэтилена.

Технические параметры провода СИПн-4 соответствуют параметрам провода СИП-4. Провод СИПн-4 с изоляцией, не распространяющей горение, следует применять в условиях с повышенными требованиями по пожарной безопасности:

для вводов в жилые дома и промышленные постройки;

при прокладке по стенам домов и зданий;

в зонах с повышенной пожарной опасностью.

Если выбор провода СИПн-4 определяется исходя из требований пожарной безопасности, то выбор между проводами марки СИП-4 и СИПс-4 производится технико-экономическим сравнением вариантов.

Для проверки сечений на термическую стойкость при токах КЗ в табл. 18.20 и 18.21 приведены допустимые односекундные токи термической стойкости $I_{к1}$.

При другой продолжительности КЗ допустимый ток термической стойкости определяется умножением тока $I_{к1}$ на поправочный коэффициент [18.7]

$$k = 1/\sqrt{t},$$

где t — продолжительность КЗ, с.

По условиям механической прочности на магистралях ВЛИ, линейных ответвлениях и ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями, указанными в табл. 18.24 [18.1].

Таблица 18.23. Стоимость проводов (пример) на 2006 г.

Число жил и их сечение, мм ²	Стоимость СИП-1А, руб/км	Стоимость СИП-2А, руб/км
$3 \times 35 + 1 \times 50$	70 000	80 000
$3 \times 50 + 1 \times 70$	90 000	100 000

Таблица 18.24. Провода ВЛИ с минимальными сечениями (пример)

Нормативная толщина стенки гололеда, мм; район по гололеду	Сечение несущей жилы, мм ² , на магистрали и линейном ответвлении	Сечение жилы, мм ² , на ответвлениях к вводам
10; I район	35 (25)	16
15 и более; II район и выше	50 (25)	16

Примечание. В скобках указано сечение жилы СИП без несущего провода, например СИП-4.

При проверке сечений СИП по допустимой потере напряжения необходимо знать погонные параметры провода. Омические сопротивления СИП приведены в табл. 18.20 и 18.21, индуктивные сопротивления — в табл. 18.25.

Следует отметить, что индуктивные сопротивления неизолированных проводов ВЛИ составляют $x_0 \approx 0,3$ Ом/км.

Благодаря меньшим реактивным сопротивлениям потери напряжения в линии с СИП будут меньше, чем в линии с неизолированными проводами при прочих равных условиях.

Сечения защищенных изоляцией проводов напряжением выше 1 кВ выбираются по экономической плотности тока. Выбран-

ные сечения должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева, термической стойкости при токах КЗ, механической прочности, допустимой потере напряжения.

Допустимые температуры нагрева защищенных изоляцией проводов (СИП-3, ПЗВ, ПЗВГ) приведены в табл. 18.19; электрические параметры этих проводов — в табл. 18.26 и 18.27.

Допустимые длительные токи защищенных изоляцией проводов выше, чем неизолированных проводов. Это объясняется хорошими условиями охлаждения одножильных изолированных проводов, а также более благоприятными условиями работы контактных соединений по сравнению с контактными соединениями неизо-

Таблица 18.25. Индуктивные сопротивления многожильных проводов СИП

Сечения, мм ²	1×16 1×25	3×16 1×25	4×16 1×25	3×25 1×35	4×25 1×35	3×35 1×50	3×50 1×70	3×70 1×95	3×120 1×95
x_0 , Ом/км	0,095	0,099	0,074	0,091	0,073	0,091	0,091	0,092	0,088

Таблица 18.26. Электрические параметры проводов СИП-3

Сечение жилы, мм ²	Омическое сопротивление жилы, Ом/км	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$, А	Односекундный ток термической стойкости жилы $I_{\text{к1с}}$, кА
35	0,99	200	3,2
50	0,72	245	4,3
70	0,49	310	6,4
95	0,36	370	8,6
120	0,29	430	11,0
150	0,26	485	13,0

Таблица 18.27. Электрические параметры проводов ПЗВ и ПЗВГ

Сечение жилы, мм ²	Омическое сопротивление жилы, Ом/км	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$, А	Ток термической стойкости жилы $I_{\text{к1}}$, кА
35	0,79	220	4,0
50	0,60	270	5,2
70	0,43	340	8,0
95	0,31	400	10,5
120	0,25	460	13,5
150	0,20	520	16,5
185	0,16	600	21,0
240	0,12	670	26,5

Таблица 18.28. Провода ВЛЗ с минимальными сечениями (пример)

Нормативная толщина стенки гололеда, мм; район по гололеду	Сечение провода, мм ²		
	алюминиевого	из алюминиевого сплава	сталеалюминиевого
До 15; до II района	70	50	35
20—25; III, IV районы	95	50	50
30 и выше; V район и выше	—	—	70

лированных проводов. На ВЛИ и ВЛЗ все контактные соединения герметизируются.

Термическая стойкость изолированных проводов напряжением выше 1 кВ проверяется так же, как изолированных проводов напряжением до 1 кВ.

По условиям механической прочности на ВЛЗ следует применять провода с минимальными сечениями, указанными в табл. 18.28 [18.1].

18.7. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВЛИ И ВЛЗ

На воздушных линиях электропередачи напряжением до 1 кВ должны, как правило, применяться самонесущие изолированные провода — СИП [18.1].

Самонесущий изолированный провод СИП имеет скрученные в жгут изолированные жилы. Механическая нагрузка может восприниматься несущей нулевой жилой или всеми проводниками жгута. Несущая нулевая жила может быть как изолированной, так и неизолированной.

В конструкцию СИП при необходимости могут добавляться изолированные контрольные провода и провода освещения.

Воздушная линия электропередачи напряжением до 1 кВ с применением СИП обозначается ВЛИ.

Выбор конкретной конструкции СИП определяется заказчиком на строительство линии электропередачи. При сооружении ВЛИ в местах, где установлено разрушение проводов от коррозии, следует применять СИП со всеми изолированными жилами.

Сооружение ВЛИ должно осуществляться с применением специальной арматуры, с помощью инструментов и приспособлений,

предназначенных для проводов конкретного конструктивного исполнения СИП.

Магистраль ВЛИ — участок линии от питающей подстанции до концевой опоры. К магистрали могут быть присоединены линейные ответвления или ответвления к вводу. Линейное ответвление от ВЛИ — это участок линии, присоединенный к магистрали, имеющий более двух пролетов. Ответвление от ВЛИ к вводу — это участок от опоры магистрали или опоры линейного ответвления до зажима (изолятора) ввода.

Сечения проводов ВЛИ выбираются по нагреву и экономической плотности тока. Выбранные сечения должны удовлетворять условиям термической стойкости при токах КЗ, механической прочности и допустимой потери напряжения.

Магистраль ВЛИ, как правило, следует выполнять проводами неизменного сечения. Сечения фазных проводов магистрали ВЛИ рекомендуется принимать не менее 50 мм².

По условиям механической прочности на магистралях ВЛИ, линейных ответвлениях и ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями, указанными в табл. 18.24.

При прохождении ВЛИ по лесным массивам и зеленым насаждениям вырубка просек не требуется. При этом расстояние от проводов до деревьев и кустарников при наибольшей стреле провеса СИП и наибольшем их отклонении должно быть не менее 0,3 м.

Самонесущие изолированные провода крепятся к опорам без применения изоляторов и траверс.

Крепление, соединение СИП и присоединения к СИП должны осуществляться следующим образом:

крепление провода магистрали ВЛИ на промежуточных и угловых промежуточных опорах с помощью поддерживающих зажимов;

крепление провода магистрали ВЛИ на опорах анкерного типа с помощью натяжных зажимов;

соединение несущих жил в пролете с помощью специальных соединительных зажимов, обеспечивающих механическую прочность не менее 90 % разрывного усилия; в петлях анкерных опор допускается соединение неизолированной несущей жилы с помощью плашечного зажима;

соединение фазных (не несущих) жил в пролете с помощью соединительных зажимов, имеющих изолирующее покрытие или защитную изолирующую оболочку.

На опорах ВЛИ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления, защиты от грозовых перенапряжений, заземления оборудования, установленного на опорах. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 30 Ом.

Крюки и штыри любых опор при подвеске на них СИП со всеми изолированными жилами заземлению не подлежат, за исключением тех опор, где выполнены повторные заземления и заземления от атмосферных перенапряжений.

В начале и конце каждой магистрали ВЛИ рекомендуется устанавливать зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносного заземления.

Расстояние по вертикали от проводов ВЛИ до поверхности земли в населенной и ненаселенной местности должно быть не менее 5 м. Это расстояние в труднодоступной местности может быть уменьшено до 2,5 м, а в недоступной местности до 1 м.

Расстояние от СИП до поверхности земли на ответвлениях к вводам должно быть не менее 2,5 м. При пересечении ответвлениями к вводам непроезжей части улиц расстояние от СИП до тротуаров и

пешеходных дорожек должно быть не менее 3,5 м.

Расстояние по горизонтали от СИП при наибольшем их отклонении до элементов зданий и сооружений должно быть не менее:

1,0 м — до балконов, террас и окон;

0,2 м — до глухих стен зданий и сооружений.

При прокладке по стенам зданий и сооружений минимальное расстояние от СИП должно быть:

при горизонтальной прокладке

над окном, входной дверью — 0,3 м;

под балконом, окном, карнизом — 0,5 м;

до земли — 2,5 м;

при вертикальной прокладке

до окна — 0,5 м;

до балкона, входной двери — 1,0 м.

Расстояние в свету между СИП и стеной здания или сооружения должно быть не менее 0,06 м.

На воздушных линиях электропередачи напряжением до 1 кВ допускается совместная подвеска неизолированных проводов и СИП. Неизолированные провода должны располагаться, как правило, выше. При совместной подвеске на общих опорах неизолированных проводов и СИП расстояние по вертикали между ними на опоре и в пролете при температуре воздуха +15 °С должно быть не менее 0,4 м.

При совместной подвеске на общих опорах двух ВЛИ и более расстояние между жгутами СИП должно быть не менее 0,3 м.

Пересечение ВЛИ между собой рекомендуется выполнять на перекрестных опорах; допускается также их пересечение в пролете. Расстояние по вертикали между проводами пересекающихся ВЛИ должно быть не менее:

0,1 м на опоре;

1 м в пролете.

Соединения СИП в пролетах пересечений не допускаются.

Воздушная линия электропередачи напряжением 6—20 кВ с применением

защищенных изоляцией проводов обозначается ВЛЗ. Сечения проводов ВЛЗ должны выбираться по экономической плотности тока. Выбранные сечения должны проверяться по нагреву, термической стойкости при токах КЗ, механической прочности и допустимой потере напряжения.

По условиям механической прочности на магистралях ВЛЗ следует применять провода с минимальными сечениями, указанными в табл. 18.24.

Провода ВЛЗ должны рассчитываться на механическую прочность в следующих режимах:

среднегодовой температуры;

низшей температуры;

наибольшей внешней нагрузки, обусловленной нормативной ветровой и гололедной нагрузкой.

При этом механические напряжения в проводе не должны превышать следующих допустимых значений:

114 Н/мм² при наибольшей внешней нагрузке и низшей температуре;

85 Н/мм² при среднегодовой температуре.

Наименьшие расстояния от проводов ВЛЗ до поверхности земли в населенной и ненаселенной местности должны быть не менее 6 м, труднодоступной — не менее 5 м, недоступной — не менее 3 м; расстояния по вертикали до производственных зданий и сооружений не менее 3 м, а расстояния по горизонтали до производственных зданий и сооружений не менее 2 м.

Наименьшие расстояния по вертикали от проводов ВЛЗ до поверхности земли и пересекаемых объектов должны быть проверены в следующих режимах:

высшей температуры;

гололеда без ветра.

В механических расчетах проводов ВЛЗ следует принимать следующие физико-механические характеристики защищенных проводов:

модуль упругости $6,25 \cdot 10^4$ Н/мм²;

температурный коэффициент линейного удлинения $23 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹;

предел прочности при растяжении 294 Н/мм².

Предел прочности при растяжении определяется отношением разрывного усилия провода к площади его поперечного сечения.

Провода ВЛЗ должны быть защищены от вибрации при прохождении линии по открытой местности, если напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры превышает 40 Н/мм². Для защиты проводов ВЛЗ от вибрации должны использоваться гасители вибрации спирального типа с полимерным покрытием. Гасители вибрации следует устанавливать с обеих сторон пролета.

Расстояние между проводами на опоре и в пролете ВЛЗ независимо от расположения проводов на опоре и района по гололеду должно быть не менее 0,4 м.

Для подвески изолированных проводов ВЛЗ могут быть использованы такие же изоляторы и опоры, как и для неизолированных проводов.

На ВЛЗ применяются следующие типы изоляторов:

на промежуточных опорах любые типы изоляторов (штыревые и подвесные);

на опорах анкерного типа — подвесные изоляторы; допускается использование штыревых изоляторов в районе по гололеду I при прохождении линии в ненаселенной местности.

На ВЛЗ с опорами из любого материала количество подвесных изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах должно быть не менее двух.

Крепление проводов ВЛЗ на штыревых изоляторах должно выполняться усиленным с применением спиральных пружинных вязок с полимерным покрытием. Усиленное крепление проводов ВЛЗ не должно допускать проскальзывания провода при возникновении разности тяжений в соседних пролетах в нормальном и аварийном режимах ВЛЗ. При применении поддержи-

вающих гирлянд изоляторов крепление проводов следует выполнять с помощью глухих поддерживающих зажимов.

Анкерные опоры ВЛЗ следует применять в местах, определяемых условиями работ на ВЛЗ при ее сооружении и эксплуатации, а также условиями работы конструкции опоры.

На ВЛЗ с проводами, закрепленными на штыревых изоляторах, расстояние между анкерными опорами не должно превышать 1,5 км в районах по гололеду I—III и 1 км в районах по гололеду IV и более. На ВЛЗ с подвесными изоляторами расстояние между анкерными опорами не должно превышать 3 км.

На ВЛЗ рекомендуется устанавливать устройства защиты изоляции проводов от дуги при грозовых перекрытиях. При выполнении ВЛЗ на деревянных опорах по условиям молниезащиты применение металлических траверс не рекомендуется.

Металлические и железобетонные опоры ВЛЗ, а также опоры, на которых установлено оборудование, например разъединители, должны быть заземлены. Сопротивления заземляющих устройств должны быть не более приведенных в табл. 18.29.

При прохождении ВЛЗ по лесным массивам ширина просеки должна быть не менее расстояния между крайними проводами ВЛЗ плюс 1,25 м в каждую сторону независимо от высоты деревьев.

На воздушных линиях электропередачи напряжением 6—20 кВ может осуществляться совместная подвеска изолированных и неизолированных проводов напряжением до 20 кВ. При этом провода более высокого напряжения должны распола-

гаться, как правило, выше проводов более низкого напряжения, а линии напряжением до 1 кВ должны выполняться по расчетным условиям линий 6—20 кВ.

При совместной подвеске на опоре изолированных проводов напряжением 6—20 кВ и СИП до 1 кВ расстояние по вертикали между проводами ВЛЗ и СИП на опоре и в пролете должно быть не менее 0,4 м. При совместной подвеске на опоре изолированных проводов напряжением 6—20 кВ и неизолированных проводов до 1 кВ расстояние по вертикали между проводами ВЛЗ и неизолированными проводами на опоре и в пролете должно быть не менее 1,5 м.

При совместной подвеске на опоре изолированных и неизолированных проводов напряжением 6—20 кВ изолированные провода должны располагаться ниже. Расстояние по вертикали между ближайшими изолированным и неизолированным проводами на общей опоре и в пролете должно быть не менее 1,5 м.

При совместной подвеске на опоре двух линий крепление на изоляторах проводов линии, расположенной выше, должно быть усиленным.

При пересечении ВЛЗ между собой, а также с ВЛИ угол пересечения не нормируется. Провода линии более высокого напряжения должны располагаться, как правило, выше. Место пересечения должно выбираться по возможности ближе к опоре верхней (пересекающей) ВЛЗ. Расстояние по горизонтали от проводов пересекающей (пересекаемой) линии до опор пересекаемой (пересекающей) линии должно быть не менее 1,5 м.

Таблица 18.29. Сопротивления заземляющих устройств

Удельное сопротивление грунта ρ , Ом · м	Сопротивление заземляющего устройства, Ом
До 100	10
Более 100 до 500	15
Более 500 до 1000	20
Более 1000 до 5000	30
Более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

18.8. КЛАССИФИКАЦИЯ, ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И РАЗМЕРЫ СИП ПО ГОСТ Р 52373—2005

С июня 2006 г. вступил в силу ГОСТ Р 52373—2005, который был принят еще в 2005 г. Положения стандарта носят в основном рекомендательный характер. Согласно этому документу, провода подразделяют:

а) по назначению:

самонесущие изолированные провода — для воздушных линий электропередачи на напряжение до 0,6/1 кВ включительно;

защищенные провода — для воздушных линий электропередачи на напряжение 10—20 и 35 кВ;

б) по конструктивному исполнению:

с неизолированной нулевой несущей жилой (1);

с изолированной нулевой несущей жилой (2);

с защитной изоляцией (3);

без нулевой несущей жилы (4);

герметизированные (г).

Число основных токопроводящих жил устанавливают из ряда: 1, 2, 3, 4.

Номинальное сечение основных токопроводящих жил устанавливают из ряда: 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240 мм². Номинальное сечение токопроводящих жил проводов без нулевой несущей жилы — 16 или 25 мм².

Номинальное сечение нулевой несущей жилы устанавливают из ряда: 25; 35; 50; (54,6); 70; 95 мм².

Обозначение марки проводов должно состоять из последовательно расположенных букв СИП и через дефис цифр, указывающих конструктивное исполнение.

В условное обозначение проводов должны входить:

марка провода с добавлением через интервал группы цифр (через знак умножения), последовательно указывающих число и номинальное сечение основных, нулевой несущей и вспомогательных жил, разделенных между собой знаком плюс:

номинальное напряжение провода (через тире);

обозначение технических условий на провод конкретной марки (через интервал).

Примеры условных обозначений.

Провод самонесущий изолированный для воздушных линий электропередачи, с тремя основными жилами номинальным сечением 70 мм², с изолированной нулевой несущей жилой номинальным сечением 95 мм², с двумя вспомогательными токопроводящими жилами номинальным сечением 25 мм² на номинальное напряжение 0,6/1 кВ:

провод СИП-2 3×70 + 1×95 + 2×25—0,6/1 ТУ.

Провод защищенный для воздушных линий электропередачи с водоблокирующим элементом, с жилой номинальным сечением 120 мм² на номинальное напряжение 35 кВ:

провод СИПг-3 1×120—35 ТУ.

Таким образом, провода СИП-1 и СИП-2 следует именовать СИП-1, провода СИП-1А и СИП-2А—СИП-2, а все марки защищенных проводов подходят под определение СИП-3.

В общих технических требованиях ГОСТ Р 52373—2005 устанавливает следующее:

нулевая несущая жила и токопроводящая жила защищенных проводов должны быть скручены из круглых проволок из алюминиевого сплава, иметь круглую форму и быть уплотненными;

изоляция основных и вспомогательных токопроводящих жил, изоляция (при наличии) нулевой несущей жилы и защитная изоляция защищенных проводов должна быть экструдирована (выпрессована) из светостабилизированного сшитого полиэтилена. Изоляция должна быть черного цвета.

Таким образом, провода с изоляцией из ТПЭ и сталеалюминиевой несущей жилой изготавливаются в настоящее время по техническим условиям.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 18

18.1. **Правила** устройства электроустановок. — 7-е изд. СПб.: ДЕАН, 2004.

18.2. **Шаманов Д.** Самонесущие изолированные провода 0,4—1 кВ // Новости электротехники. 2002. № 2 (14). С. 12—14.

18.3. **Нормы** технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. М.: Сельэнергопроект, 1988.

18.4. **Макаров Е.Ф.** Справочник по электрическим сетям 0,4—35 кВ и 110—1150 кВ. Т. 2 /

под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. М.: Папирус Про, 2003.

18.5. **ТУ 16.К71-268—98.** Провода самонесущие изолированные / ОАО ВНИИ КП.

18.6. **ТУ 16.К10-017—2003.** Провода с защитной изоляцией для воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ / ОАО «Севкабель».

18.7. **Электронный справочник.** Интернет-сайт www.RusCable.ru.

18.8. **ГОСТ Р-52373—2005.** Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи.

Раздел 19

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ДЛЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

19.1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В СЕТЯХ 0,38 КВ

Для проектирования систем электро-снабжения населенного пункта и района необходимо знать электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок проводят в соответствии с методикой, изложенной в руководящих материалах Сельэнергопроекта. Прежде всего, следует определить нагрузку на вводе в отдельные объекты, которыми в населенных пунктах могут быть жилые дома, общественные, коммунально-бытовые помещения (школы, столовые, магазины и т.д.), предприятия по производству и обработке сельскохозяйственной продукции (теплицы, животноводческие объекты, молокозаводы, птицефабрики и др.), а также мелкие производственные предприятия (мастерские, мельницы, пилорамы и т.п.). Электрическая нагрузка на вводе в жилой дом может быть определена различными способами в зависимости от наличия исходной информации об электропотреблении за предыдущие годы, возможности использования газа в населенном пункте, типа застройки (старой и новой) и т.д.

При наличии сведений о существующем уровне годового электропотребления нагрузку на вводе в сельский жилой дом (или квартиру) определяют по номограмме рис. 19.1. При этом следует иметь в виду возможный временной разрыв между процессами проектирования и введения в эксплуатацию системы электроснабжения, что

учитывается увеличением расчетного года (на номограмме), по которому определяют нагрузку дома.

Если в течение расчетного периода электрифицируемый объект намечено газифицировать с использованием природного газа, то полученную по номограмме электрическую нагрузку следует уменьшить на 20 %.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также при отсутствии сведений об электропотреблении расчетные нагрузки на вводах в жилые дома принимают по данным табл. 19.1.

При наличии бытовых кондиционеров расчетные нагрузки жилых домов увеличивают на 1 кВт.

Электрические нагрузки, как правило, рассчитывают отдельно для режимов дневного и вечернего максимумов. В случаях, когда известен только один какой-либо режим нагрузок, для расчета другого можно использовать коэффициенты дневного и вечернего максимумов k_d и k_v (табл. 19.2).

Полную дневную и вечернюю электрические нагрузки на вводе в жилой дом определяют по формулам:

$$S_d = P_d / \cos \varphi \text{ и } S_v = P_v / \cos \varphi. \quad (19.1)$$

Значения $\cos \varphi$ приведены в табл. 19.3.

Максимальные дневные и вечерние электрические нагрузки на вводах в производственные и общественные коммунально-бытовые предприятия и помещения представлены в табл. 19.4.

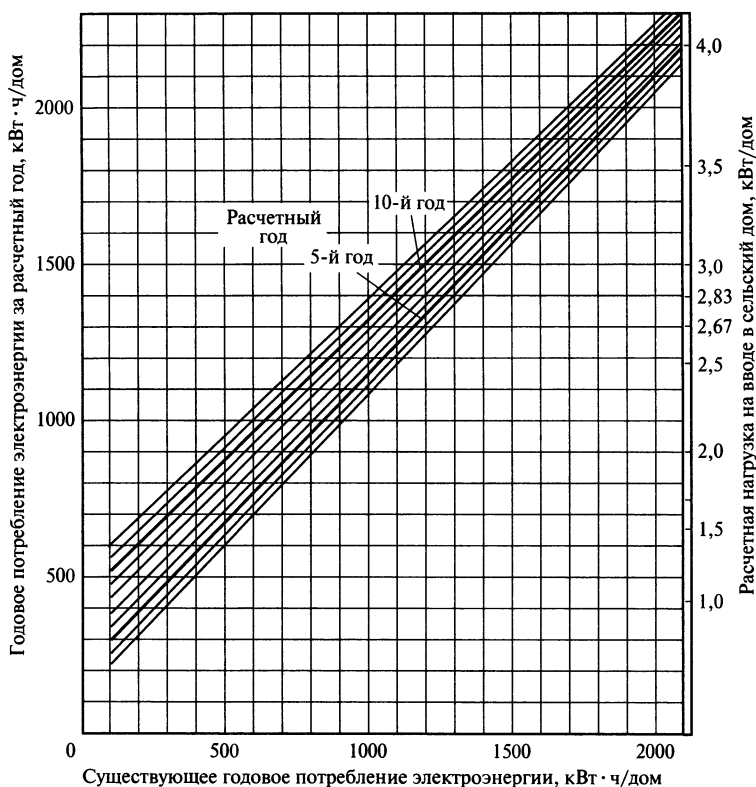


Рис. 19.1. Зависимость расчетной нагрузки на вводе в сельский дом и перспективного потребления электроэнергии от существующего уровня электропотребления

Таблица 19.1. Электрическая нагрузка на вводе в жилой дом

Населенные пункты	Электрическая нагрузка на вводе в дом, кВт	
	газифицированный	негазифицированный
Старая застройка (более 60 % домов построены более 20 лет назад)	1,5	1,8
Преимущественно новая застройка	1,8	2,2
Города, поселки городского типа и поселки при крупных сельскохозяйственных комплексах с благоустроенными квартирами	4,0	5,0

Таблица 19.2. Коэффициенты дневного и вечернего максимумов электрических нагрузок жилых домов

Жилой дом	Коэффициенты максимума	
	дневного k_d	вечернего k_v
С электроплитами и водонагревателями	0,6	1,0
С электроплитами	0,6	1,0
Без электроплит	0,3—0,4	1,0

Таблица 19.3. Значение $\cos \varphi$ для различных потребителей электроэнергии

Вид потребителей электрической нагрузки	Значения $\cos \varphi$
Производственная	0,8
Коммунально-бытовая	0,9
Животноводческие комплексы (без электрообогрева)	0,75
Орошение мелкомагистральное	0,8
Закрытый грунт на электрообогреве	0,95

Таблица 19.4. Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунальных потребителей

Объект	Установленная мощность электроприемников, кВт	Максимальная электрическая нагрузка на вводе, кВт · А	
		дневная S_d	вечерняя S_v
Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электронагревателем:			
на 100 голов	20—31	13	13
на 200 голов	35—57	22	22
Молочный блок при коровнике:			
3 т молока в сутки	25	10	10
6 т молока в сутки	35	15	15
Помещение для ремонтного и откормочного молодняка:			
на 170—180 голов	3	1	3
на 240—260 голов	5	2	5
Помещение для ремонтного и откормочного молодняка с механизированной уборкой навоза:			
на 170—180 голов	12—23	5	8
на 240—260 голов	17—40	6	10
на 300—330 голов	20—43	9	15
Летний лагерь крупного рогатого скота (КРС):			
на 200 голов	23	15	15
на 400 голов	35	20	20
Летний лагерь молодняка КРС на 400—5000 голов	5	1	5
Кормоприготовительное отделение при коровнике	7	7	7
Свинарник-маточник на 50 маток	4	2	4
То же, с навозоуборочным транспортером	11	2	7
То же, с теплогенератором	20	8	12
То же, с электрообогревом	60	30	30
Птичник:			
на 15—20 тыс. цыплят	65	35	35
на 8 тыс. цыплят	52	30	30
Кормоцех птицефермы на 25—30 тыс. кур	60	35	12
Птичник клеточного содержания:			
на 20 тыс. кур	85	37	50
на 30 тыс. кур	104	40	60

Продолжение табл. 19.4

Объект	Установленная мощность электроприемников, кВт	Максимальная электрическая нагрузка на вводе, кВт · А	
		дневная S_d	вечерняя S_v
Овчарня:			
на 800—1000 овцематок	6	1	5
на 1000 голов молодняка	5	1	4
Выращивание и откорм свиней:			
12 тыс. голов	870	540	460
54 тыс. голов	2400	900	770
Откорм свиней:			
4000 тыс. голов	—	100	60
8000 тыс. голов	—	250	140
10 000 тыс. голов	—	320	160
Выращивание и откорм свиней (с законченным циклом):			
3000 голов	—	140	90
6000 голов	—	200	140
10000 голов	—	400	200
Откорм свиней с электрообогревом молодняка:			
3000 голов	—	200	160
6000 голов	—	300	250
10 000 голов	—	600	400
Выращивание и откорм КРС:			
5000 голов	—	360	225
10 000 голов	—	540	314
Птицефабрика по производству яиц:			
на 200 тыс. кур-несушек	—	1700	1750
на 400 тыс. кур-несушек	—	2360	2470
Птицефабрика мясного направления:			
на 250 тыс. бройлеров	—	250	250
на 500 тыс. бройлеров	—	435	435
Овцеводческая ферма с полным оборотом стада:			
на 2400 овцематок	—	180	180
на 3000 овцематок	—	210	210
на 5000 овцематок	—	300	300
Овцеводческая ферма мясомолочного направления:			
на 5000 голов	23	8	17
на 15 000 голов	35	13	28
Стационарный зерноочистительный пункт производительностью:			
10 т/ч	20	15	15
20 т/ч	40	25	25

Продолжение табл. 19.4

Объект	Установленная мощность электроприемников, кВт	Максимальная электрическая нагрузка на вводе, кВт · А	
		дневная S_d	вечерняя S_v
Пункт по обработке и хранению зерна с механизирован- ным хранилищем производительностью 20 т/ч	—	200	200
Сенажная башня	60	53	53
Холодильник для хранения фруктов вместимостью:			
50 м ^{*1}	12	10	10
250 т ^{*2}	62	45	45
700 т ^{*3}	195	120	120
Кузница	5	5	0,5
Мастерская обслуживания сельскохозяйственной техники	70	30	10
Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов	90	40	15
Гараж на 25 автомобилей с закрытой стоянкой для 5 машин	16	10	3
Плотницкая	5	5	1
Столярный цех	25	15	1
Лесопильный цех с пилорамой ЛРМ-79 ^{*4}	35	25	2
Жерновая мельница с поставом:			
5/4	10	7	1
8/4 ^{*5}	25	22	1
Мельница вальцовая производительностью 6 т/сут ^{*6}	25	20	2
Маслобойка	20	12	1
Пункт первичной обработки льна	25	20	2
Мяльно-трепальный цех на 4 т/сут	70	40	3
Кирпичный завод на 1—1,5 млн шт. кирпича в год ^{*7}	30	25	8
Котельная на два котла «Универсал-6»	30	15	15
Парники на электрообогреве на 1 м ²	0,2	0,05	0,1
Теплица зимне-весенняя овощная пленочная или остекленная на 1 м ²	0,25	0,1	0,25
Теплица зимняя с обогревом от котельной на 1 м ²	—	0,02	0,02
Хлопкозаготовительный пункт с сушильно-очистительным цехом ^{*8}	800	480	480
Вентиляционная установка для досушивания сена ^{*9}	156	150	150
Начальная школа:			
на 40 учащихся	10	6	2
на 160 учащихся	20	12	4
Общеобразовательная школа с электроплитой на 320 учащихся	115	45	45

Окончание табл. 19.4

Объект	Установленная мощность электроприемников, кВт	Максимальная электрическая нагрузка на вводе, кВт · А	
		дневная S_d	вечерняя S_v
Спальный корпус школы-интерната на 50 мест	15	5	10
Столовая школы-интерната	15	10	5
Мастерская при сельской школе	15	8	2
Детские ясли-сад:			
на 50 мест	7	5	3
на 90 мест	20	12	8
Детские ясли-сад на 50 мест с электроплитой	30	20	12
Административное здание (контора)	25	5	5
Дом культуры со зрительным залом на 150—200 мест	30	5	15
Бригадный дом	6	2	5
Сельская поликлиника на 150 посещений в смену	100	53	58
Фельдшерско-акушерский пункт	6	2	4
Столовая:			
на 25 мест	10	6	2
на 35—50 мест	15	10	3
на 75—100 мест	20	15	5
Торговый центр для поселков с населением 2 тыс. жителей	60	50	30
Магазин на два рабочих места (смешанный ассортимент)	5	2	4
Комбинат бытового обслуживания на шесть рабочих мест	5	4	1
Прачечная производительностью 0,125 т белья в смену	20	12	12
Баня на 10 мест	10	8	8

*1 Мощность наибольшего двигателя 14 кВт.

*2 Мощность наибольшего двигателя 13 кВт.

*3 Мощность наибольшего двигателя 40 кВт.

*4 Мощность наибольшего двигателя 22 кВт.

*5 Мощность наибольшего двигателя 22 кВт.

*6 Мощность наибольшего двигателя 10 кВт.

*7 Мощность наибольшего двигателя 20 кВт.

*8 Мощность наибольшего двигателя 55 кВт.

*9 Мощность наибольшего двигателя 13 кВт.

Электрическая нагрузка наружного освещения улиц определяется типом светильника, шириной улиц и их покрытием. Значения электрической нагрузки уличного освещения в сельских населенных пунктах приведены в табл. 19.5.

Освещение территорий хозяйственных дворов принимается из расчета 250 Вт на помещение и 3 Вт на 1 пог. м длины периметра хоздвора.

Ориентировочную суммарную электрическую нагрузку населенного пункта определяют одним из методов:

методом суммирования электрических нагрузок с помощью коэффициента одно-временности

$$\left. \begin{aligned} S_{d \Sigma} &= k_o \sum_{i=1}^n S_{d i}; \\ S_{v \Sigma} &= k_o \sum_{i=1}^n S_{v i} + S_{yл}, \end{aligned} \right\} \quad (19.2)$$

где $S_{d i}$, $S_{v i}$ — дневная и вечерняя электрическая нагрузки на вводе i -го потребителя, кВт · А; $S_{yл}$ — электрическая нагрузка

уличного освещения, $\text{kB} \cdot \text{A}$; k_o — коэффициент одновременности по табл. 19.6; n — количество потребителей в населенном пункте;

методом суммирования электрических нагрузок с помощью добавок

$$\left. \begin{aligned} S_{\Sigma} &= S_{\max} + \sum_{i=1}^n \Delta S_i; \\ S_{\Sigma} &= S_{\max} + \sum_{i=1}^n \Delta S_i; \end{aligned} \right\} \quad (19.3)$$

где S_{\max} , S_{\max} — наибольшая дневная и вечерняя электрические нагрузки из всех потребителей населенного пункта; ΔS_i , ΔS_i — добавки к значениям остальных дневной и вечерней электрических нагрузок.

При выборе способа суммирования электрических нагрузок необходимо учитывать, что если нагрузки потребителей различаются более чем в 4 раза, то применение коэффициента одновременности в этом случае не рекомендуется.

Таблица 19.5. Нагрузка уличного освещения в сельских населенных пунктах

Характеристика улиц	Расчетная нагрузка на 1 м длины улицы, Вт	Примечание
Поселковые улицы с асфальтобетонными и переходными типами покрытий шириной, м:		Освещаются газоразрядными источниками света
50	4,5—6	
10	6—8	
20	8—9	
30	11	
Поселковые дороги и улицы с покрытиями простейшего типа шириной, м:		Освещаются лампами накаливания
5	6—8	
10	7,5—10	
20	11—13	
Улицы и дороги местного значения и пешеходные шириной, м:		То же
5	3—4	
10	4—5	
20	5—6	

Примечание. Меньшие нормы используют при высоте подвеса светильников 7 м для ламп накаливания и 8,5 м для газоразрядных источников света; большие — при высоте подвеса светильников соответственно 10 и 11 м.

Таблица 19.6. Коэффициенты одновременности k_o для суммирования электрических нагрузок потребителей в сетях 0,38 кВ

Потребитель	Коэффициент одновременности при числе потребителей									
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе:										
1—2 кВт/дом	0,7	0,6	0,5	0,42	0,38	0,3	0,28	0,22	0,2	0,16
3—4 кВт/дом	0,7	0,6	0,47	0,4	0,36	0,28	0,26	0,18	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4

Выбор системы напряжения электро-снабжения района. Электроснабжение района может осуществляться по одной из систем напряжений: 110/35/10/0,38 кВ; 110/35/20/0,38 кВ, 110/35/0,38 кВ, 110/20/0,38 кВ или 110/10/0,38 кВ. На первом этапе проектирования выбор системы напряжений электроснабжения района может производиться без экономических расчетов, но с учетом предельных длин сетей, количества трансформаторных подстанций (ТП), приходящихся на одну воздушную линию (ВЛ) 10 (35) кВ и мощностей ТП. При количестве ТП, приходящихся на одну ВЛ, 5—8, при мощности большинства ТП (70—80 %) более 100 кВ·А, максимальной длине до наиболее удаленной точки ВЛ более 35 км целесообразно выбрать систему напряжений 110/35/0,38 кВ. Если количество ТП на одну ВЛ 10 (35) кВ составляет 10—15 мощностью более 100 кВ·А каждая, а длина ВЛ превышает 35 км, может оказаться целесообразным строительство подстанций 35/10 кВ вблизи «центра тяжести» нагрузок этих ТП. Если длина до наиболее удаленной точки ВЛ не превышает 15 км, то целесообразно выбрать систему напряжений 110/10/0,38 кВ. Применение систем напряжений 110/20/0,38 кВ и 110/35/20/0,38 кВ в настоящее время считается нецелесообразным при проектировании развития систем электроснабжения для районов, где это напряжение до сих пор не применялось. Эта рекомендация соответствует технико-экономическим расчетам как самих сетей, так и дефицита оборудования на 20 кВ.

Выбор количества ТП в населенном пункте. Критерием выбора оптимального количества ТП в заданном населенном пункте является минимум дисконтированных затрат. Однако на первоначальном этапе проектирования еще неизвестны исходные данные, необходимые для определения этого критерия. Поэтому рекомендуется ориентироваться на дополнительные критерии выбора количества ТП в населенном пункте. К таким критериям относятся протяженность ВЛ 0,38 кВ, сум-

марная мощность подстанций и значения глубины провала напряжения при запуске асинхронных электродвигателей.

Если радиус ВЛ 0,38 кВ превышает 0,5—0,7 км при проектировании одной ТП в населенном пункте, то целесообразно рассмотреть вариант установки двух ТП и более. При суммарной электрической нагрузке населенного пункта свыше 400 кВ·А и невозможности обеспечения допустимой глубины провала напряжения при запуске электродвигателя также целесообразно рассмотреть варианты установки двух подстанций и более в населенном пункте.

При целесообразности установки двух подстанций и более в населенном пункте желательно проектировать электроснабжение производственных и коммунально-бытовых потребителей от разных подстанций. Место расположения ТП выбирается в «центре тяжести» электрических нагрузок, присоединенных к данной подстанции, который может быть определен по формулам:

$$X_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad \text{и} \quad Y_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (19.4)$$

где X_i , Y_i — координаты центров нагрузок потребителей, подключенных к ТП; S_i — расчетная мощность на вводе i -го потребителя.

При выборе места расположения подстанции на плане населенного пункта оси координат и масштаб X и Y принимаются произвольно.

Окончательное местоположение подстанции выбирается с учетом удобства ее размещения, обслуживания и возможности взаимного резервирования между ТП по ВЛ 0,38 кВ, что необходимо для потребителей I категории по надежности электроснабжения, таких как больницы, инкубаторы, крупные животноводческие фермы, птицеводческие комплексы и др.

Расчет электрической нагрузки на участках ВЛ 0,38 кВ и подстанции 10(35)/0,4 кВ. Расчетную электрическую нагрузку участков ВЛ 0,38 кВ и подстанции 10(35)/0,4 кВ определяют с учетом неодновременности включения потребителей, применяя для суммирования коэффициенты одновременности или добавки мощностей [см. формулы (19.2) и (19.3)]. При этом к большей из двух (или трех) нагрузок прибавляют добавку ΔS от меньшей (по табл. 19.7). Отдельно рассчитывают днев-

ной S_d и вечерний S_b максимумы нагрузок. Электрическую нагрузку ТП 10(35)/0,4 кВ получают, суммируя нагрузки головных участков отходящих линий (по добавкам мощностей или с помощью k_o). В вечернем максимуме нагрузки необходимо учитывать также нагрузку наружного освещения с коэффициентом одновременности, равным единице. За расчетную нагрузку принимают большую (в целом для линии или подстанции) из S_d и S_b .

Таблица 19.7. Суммирование нагрузок в сетях 0,38 кВ

S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS
0,2	+0,2	11	+6,7	36	+23,5	61	+41,7	102	+70	152	+110	202	+152	252	+192
0,3	+0,2	12	+7,3	37	+24,2	62	+42,4	104	+72	154	+111	204	+153	254	+193
0,4	+0,3	13	+7,9	38	+25,0	63	+43,1	106	+73	156	+113	206	+155	256	+195
0,5	+0,3	14	+8,5	39	+25,8	64	+43,8	108	+75	158	+114	208	+156	258	+196
0,6	+0,4	15	+9,2	40	+26,5	65	+44,5	110	+76	160	+116	210	+158	260	+198
0,8	+0,5	16	+9,8	41	+27,2	66	+45,2	112	+78	162	+117	212	+160	262	+200
1,0	+0,6	17	+10,5	42	+28,0	67	+45,6	114	+80	164	+119	214	+161	264	+201
1,5	+0,9	18	+11,2	43	+28,8	68	+46,6	116	+81	166	+120	216	+163	266	+203
2,0	+1,2	19	+11,8	44	+29,5	69	+47,3	118	+82	168	+122	218	+164	268	+204
2,5	+1,5	20	+12,5	45	+30,2	70	+48,0	120	+84	170	+123	220	+166	270	+206
3,0	+1,8	21	+13,1	46	+31,0	72	+49,4	122	+86	172	+124	222	+168	272	+208
3,5	+2,1	22	+13,6	47	+31,8	74	+50,2	124	+87	174	+126	224	+169	274	+209
4,0	+2,4	23	+14,4	48	+32,5	76	+52,2	126	+89	176	+127	226	+171	276	+211
4,5	+2,7	24	+15,0	49	+33,2	78	+53,6	128	+90	178	+129	228	+172	278	+212
5,0	+3,0	25	+15,7	50	+34,0	80	+55,0	130	+92	180	+130	230	+174	280	+214
5,5	+3,3	26	+16,4	51	+34,7	82	+56,4	132	+94	182	+132	232	+176	282	+216
6,0	+3,6	27	+17,0	52	+35,4	84	+57,8	134	+95	184	+134	234	+177	284	+217
6,5	+3,9	28	+17,7	53	+36,1	86	+59,2	136	+97	186	+136	236	+179	286	+219
7,0	+4,2	29	+18,4	54	+36,8	88	+60,6	138	+98	188	+138	238	+180	288	+220
7,5	+4,5	30	+19,0	55	+37,5	90	+62,0	140	+100	190	+140	240	+182	290	+222
8,0	+4,8	31	+19,7	56	+38,2	92	+63,4	142	+102	192	+142	242	+184	292	+224
8,5	+5,1	32	+20,4	57	+38,9	94	+64,8	144	+103	194	+144	244	+185	294	+225
9,0	+5,4	33	+21,2	58	+39,6	96	+66,2	146	+105	196	+146	246	+187	296	+227
9,5	+5,7	34	+22,0	59	+40,3	98	+67,6	148	+106	198	+148	248	+188	298	+228
10,0	+6,0	35	+22,8	60	+41,0	100	+69,0	150	+108	200	+150	250	+190	300	+230

Примечание. S — меньшая из слагаемых нагрузок; ΔS — добавка от мощности S .

При выборе количества трансформаторов на проектируемых подстанциях 10(35)/0,4 кВ принимают во внимание категории надежности электроснабжения потребителей.

Таким образом, если к отходящим от ТП 10(35)/0,4 кВ ВЛ 0,38 кВ подключены потребители I категории надежности электроснабжения, то следует на проектируемой подстанции 10(35)/0,4 кВ установить два трансформатора. Это связано с необходимостью обеспечения электроэнергией потребителей I категории по двум взаимно резервирующим ВЛ 0,38 кВ от двух независимых источников питания, причем переключение электроснабжения потребителя на резервную ВЛ (или на резервный источник питания) должно производиться автоматически.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей II категории надежности мощностью 250 кВт и более также проектируют двухтрансформаторную подстанцию 10(35)/0,4 кВ, а при меньшей мощности — однострансформаторную. Кроме того, электропитание потребителей II категории, не допускающих перерыва более 0,5 ч, осуществляют по двум ВЛ 0,38 кВ с возможностью ручного переключения с одной ВЛ на другую.

При наличии в населенном пункте только потребителей III категории по надежности электроснабжения достаточно установить на ТП 10(35)/0,4 кВ один трансформатор.

Номинальную мощность трансформаторов на однострансформаторной подстанции 10/0,4 кВ выбирают по экономическим интервалам нагрузок по табл. 19.8 в зависимости от расчетной полной мощности, среднесуточной температуры окружающей среды и вида электрической нагрузки.

Номинальная мощность трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции 10(35)/0,4 кВ определяется из условий их работы в нормальном и аварийном режимах. Если нет резервирования в сетях 0,38 кВ, то номинальную мощность трансформатора выбирают по условию:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{рас}}}{K_{\text{ПС}}}, \quad (19.5)$$

где $S_{\text{рас}}$ — расчетная мощность подстанции 10(35)/0,4 кВ, кВт · А; $K_{\text{ПС}}$ — коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора подстанции.

Если в сетях 0,38 кВ применяется резервирование, то номинальную мощность трансформаторов на проектируемой подстанции 10(35)/0,4 выбирают по двум условиям:

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{ном}} &\geq \frac{S_{\text{рас}}}{K_{\text{ПС}}}; \\ S_{\text{ном}} &\geq \frac{S_{\text{рас}} + S_{\text{рез}}}{K_{\text{п.а}}}, \end{aligned} \right\} \quad (19.6)$$

где $S_{\text{рез}}$ — электрическая нагрузка, резервируемая по сетям 0,38 кВ, кВт · А; $K_{\text{п.а}}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки подстанции, зависящий от степени загрузки трансформатора до аварии и достигающий значений 1,5—1,9.

Как правило, марка трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции 10(35)/0,4 кВ, — ТМ (трансформатор масляный).

Все вновь сооружаемые и реконструируемые подстанции 10(35)/0,4 кВ в основном следует проектировать, применяя серийно выпускаемые комплектные трансформаторные подстанции (КТП), при этом рекомендуется учитывать следующее:

схемы электрических соединений подстанций приняты на основании утвержденных типовых схем и технико-экономического расчета;

трансформаторы на таких КТП применяются с переключением ответвлений без возбуждения (ПБВ);

чтобы использовать трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН), необходимо специальное технико-экономическое обоснование;

трансформаторы мощностью до 250 кВт · А рекомендуется применять со схемой соеди-

Таблица 19.8. Интервалы нагрузок для выбора мощности трансформатора на ТП 10/0, 4 кВ систематических перегрузок (кВ · А) без учета роста нагрузки (числитель)

Вид нагрузки	Среднесуточная температура воздуха, °С	Номинальная мощность					
		25		40		63	
		при сооружении	при реконструкции	при сооружении	при реконструкции	при сооружении	при реконструкции
Коммунально-бытовая нагрузка	−10						
	−5	<u>До 30</u>	<u>До 35</u>	<u>31—50</u>	<u>36—56</u>	<u>51—70</u>	<u>57—88</u>
	0	<u>До 52</u>	<u>До 34</u>	<u>33—54</u>	<u>36—56</u>	<u>55—88</u>	<u>56—87</u>
	+5						
Производственная нагрузка	От −5 до −10 От 0 до +5	<u>До 33</u> <u>До 36</u>	До 38	<u>34—57</u> <u>37—60</u>	39—60	<u>58—86</u> <u>61—93</u>	61—95
Смешанная	−10		До 38		39—60		<u>61—95</u> <u>59—91</u>
	−5						
	0						
	+5	<u>До 28</u>		<u>29—48</u>		<u>49—73</u>	
	−10	<u>До 30</u>		<u>31—52</u>		<u>53—79</u>	
	−5						
	0						
Птицефабрика	−10		<u>До 34</u> <u>До 35</u>		<u>35—50</u> <u>35—54</u>		<u>51—72</u> <u>55—78</u>
	−5	<u>До 21</u>		<u>22—35</u>		<u>36—54</u>	
	0	<u>До 22</u>		<u>23—58</u>		<u>39—58</u>	
	+5						
Молочно-товарная ферма (МТФ)	−10		<u>До 38</u> <u>До 37</u>		<u>39—60</u> <u>42—70</u>		<u>61—88</u> <u>61—95</u>
	−5	<u>До 25</u>		<u>26—43</u>		<u>44—66</u>	
	0	<u>До 27</u>		<u>28—46</u>		<u>47—71</u>	
	+5						
Свинооткормочная ферма	+10	До 33		34	53	54	83
Ремонтная мастерская	−5	До 33		34	52	53	82
	0	До 32		34	51	52	81
	+5	До 31		32	49	50	77
	−10	До 38		39	60	61	95
	−5	До 38		39	60	61	95
	+5	До 37		38	60	61	94
Теплично-парниковое хозяйство	+5	До 32		33	50	51	79
	+10	До 31		32	49	50	77

Примечание. Если среди производственных потребителей данной подстанции имеются оросительные насосные станции или зерноочистительно-сушильные пункты с общей расчетной мощностью, составляющей более 30 % максимальной мощности, то расчетным сезоном считают лето, а среднесуточную температуру воздуха принимают равной +5 °С, для теплично-парниковых хозяйств считают весну (-5 или 0 °С), а для остальных нагрузок — зиму (-10 °С).

Если от подстанции питаются несколько потребителей, например МТФ и мастерская, надо пользоваться той строкой таблицы, для которой нагрузка составляет более половины значения расчетной мощности ТП.

для Центра России с учетом экономических интервалов и допустимых
или с учетом процента динамики роста нагрузки (знаменатель)

трансформаторов, кВ · А

100		160		250		400	
при соору- жении	при рекон- струкции	при соору- жении	при рекон- струкции	при соору- жении	при рекон- струкции	при соору- жении	при рекон- струкции
78—129	89—140	130—224	141—224	225—350	225—350	351—520	351—558
78—129	88—138	130—221	139—221	225—345	225—345	346—520	346—552
78—129	87—137	130—219	138—231	220—343	220—343	344—520	344—548
78—129	85—134	130—214	135—214	215—335	215—335	336—520	336—586
87—145	96—150	146—240	151—240	341—375	341—375	376—579	376—600
94—150	96—150	151—240	151—240	341—375	341—375	375—600	376—600
87—145	91—142	114—228	143—234	229—365	235—365	366—450	366—493
68—133	91—142	114—228	143—230	229—360	231—360	361—459	361—493
74—123	92—144	124—230	145—230	231—360	230—368	361—501	361—537
68—133	91—142	114—228	143—229	220—358	225—350	359—459	359—493
74—122	96—150	123—240	151—240	241—375	241—375	376—496	376—532
80—133	92—145	134—240	146—232	233—363	233—363	376—541	376—580
74—122	96—150	123—232	151—240	241—375	241—375	364—496	364—532
80—133	92—145	134—232	146—232	233—363	233—363	364—541	364—580
55—90	73—113	91—182	114—203	183—341	204—350	342—369	351—395
59—98	79—123	99—198	124—222	199—350	323—350	351—402	351—431
55—90	73—113	91—182	114—203	183—341	204—343	342—369	344—395
59—98	79—123	99—198	124—219	199—343	220—343	344—402	344—431
67—110	89—138	111—222	139—240	223—375	241—375	376—448	376—481
72—120	96—150	121—240	151—240	141—375	239—370	376—489	376—524
70—130	89—138	111—222	139—237	223—370	239—370	371—448	371—481
67—110	94—140	121—237	149—237	238—370	241—375	371—489	371—524
84	132	133	211	212	330	331	528
83	130	131	208	209	325	326	520
82	128	129	205	206	320	321	512
78	123	124	197	198	303	309	492
96	150	151	240	241	375	376	600
96	150	151	240	241	375	376	600
95	149	149	238	293	373	374	596
80	126	127	202	203	315	316	504
78	123	124	197	198	308	309	492

Для ТП, питающих только конкретный производственный объект или два-три объекта (МТФ, птицефабрика), можно допускать, что нагрузка этих объектов и процент загрузки ТП не изменятся в течение расчетного срока и можно пользоваться числителем, а если нагрузка — коммунально-бытовая или смешанная, следует учитывать ее постепенное возрастание и пользоваться знаменателями (принимают 8 %-ный рост).

нения обмоток «звезда-зигзаг» с выведенной нейтралью обмотки 0,4 кВ;

распределительное устройство 0,4 кВ рекомендуется использовать с автоматическими воздушными выключателями;

мачтовые подстанции допускается применять наравне с КТП;

при проектировании электроснабжения крупных сельскохозяйственных комплексов рекомендуется предусматривать подстанции внутренней установки, размещаемые в пристройках или в производственных зданиях;

подстанции закрытого типа (в зданиях) применяют в районах с расчетными температурами ниже -40°C , со снежными заносами, с загрязненной атмосферой, с пыльными бурями, со стесненной застройкой поселков городского типа или при сооружении сельскохозяйственных комплексов;

закрытые мачтовые подстанции и КТП наружной установки не ограждают, если расстояние от земли до вводов высокого напряжения не менее 4,5 м;

при проектировании больших производственных сельскохозяйственных объектов мощность отдельных ТП 10(35)/0,4 кВ не должна превышать 1000 кВ · А.

19.2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В СЕТЯХ 10—35 кВ

Расчет электрических дневных и вечерних нагрузок на участках ВЛ 10—35 кВ проводят по формулам:

$$S_{\text{д}} = k_{\text{o}} \sum_{i=1}^n S_{\text{д}i}; \quad S_{\text{в}} = k_{\text{o}} \sum_{i=1}^n S_{\text{в}i}; \quad (19.7)$$

если нагрузки потребителей различаются более чем в 4 раза, то

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{д}} &= S_{\text{д max}} + \sum_{i=1}^n \Delta S_{\text{д}i}; \\ S_{\text{в}} &= S_{\text{в max}} + \sum_{i=1}^n \Delta S_{\text{в}i}; \end{aligned} \right\} \quad (19.8)$$

где k_{o} — коэффициент одновременности (по табл. 19.9 и 19.10); $S_{\text{д}i} > S_{\text{в}i}$ — максимальная дневная и вечерняя электрическая нагрузка i -й ТП 10(35)/0,4 кВ, кВ · А; $S_{\text{д max}}$, $S_{\text{в max}}$ — наибольшая из суммируемых дневных и вечерних электрических нагрузок; $\Delta S_{\text{д}i}$, $\Delta S_{\text{в}i}$ — добавки к мощностям, определяемые для меньшей суммируемой нагрузки по табл. 19.11.

В сельском хозяйстве часто встречаются сезонные потребители, например зернотока и пункты по переработке овощей, фруктов и технических культур (лето и осень); теплицы и парники (зима и весна), орошение (осень). Если в зоне электроснабжения есть такие потребители, то кроме традиционного зимнего максимума нагрузки следует рассчитывать нагрузку сезона, если она составляет весной более 20 %, летом — более 30 %, а осенью — более 10 % мощности остальных потребителей. Коэффициенты сезонности приведены в табл. 19.12.

Таблица 19.9. Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок ТП 10/0,4 кВ в сетях 10 кВ

Число ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблица 19.10. Коэффициенты одновременности при определении электрических нагрузок в сетях 35, 110 кВ

Число подстанций 110—35/10 кВ или линий 35, 110 кВ	2	3	4 и более
Коэффициент одновременности	0,9	0,85	0,8

Таблица 19.11. Суммирование нагрузок в сетях 6—35 кВ

S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS	S	ΔS
1	+0,6	26	+17,2	52	+38,0	105	+78	260	+204	510	+408	760	+618	1020	+847
2	+1,2	27	+18,0	54	+39,5	110	+82	270	+212	520	+416	770	+626	1040	+865
3	+1,8	28	+18,8	56	+41,0	115	+86	280	+220	530	+424	780	+634	1060	+882
4	+2,5	29	+19,6	58	+42,6	120	+90	290	+228	540	+432	790	+642	1080	+900
5	+3,1	30	+20,4	60	+44,0	125	+94	300	+235	550	+440	800	+650	1100	+918
6	+3,7	31	+21,2	62	+45,6	130	+98	310	+243	560	+448	810	+659	1120	+935
7	+4,3	32	+22,0	64	+47,2	135	+102	320	+251	570	+456	820	+668	1140	+953
8	+5,0	33	+22,8	66	+48,8	140	+106	330	+259	580	+465	830	+676	1160	+970
9	+5,6	34	+23,6	68	+50,4	145	+110	340	+267	590	+474	840	+686	1180	+987
10	+6,3	35	+24,4	70	+52,0	150	+115	350	+275	600	+483	850	+695	1200	+1005
11	+7,0	36	+25,2	72	+53,5	155	+119	360	+283	610	+492	860	+704	1220	+1022
12	+7,7	37	+26,0	74	+55,0	160	+123	370	+291	620	+500	870	+713	1240	+1040
13	+8,4	38	+26,8	76	+56,5	165	+127	380	+299	630	+508	880	+722	1260	+1057
14	+9,0	39	+27,6	78	+58,0	170	+131	390	+307	640	+517	890	+731	1280	+1075
15	+9,7	40	+28,4	80	+59,5	175	+135	400	+315	650	+525	900	+740	1300	+1093
16	+10,4	41	+29,2	82	+61,0	180	+139	410	+323	660	+534	910	+749	1320	+1110
17	+11,0	42	+30,0	84	+62,5	185	+143	420	+332	670	+543	920	+758	1340	+1128
18	+11,6	43	+30,8	86	+64,0	190	+147	430	+340	680	+552	930	+767	1360	+1146
19	+12,3	44	+31,6	88	+65,5	195	+151	440	+348	690	+561	940	+776	1380	+1164
20	+13,0	45	+32,4	90	+67,0	200	+155	450	+357	700	+570	950	+785	1400	+1182
21	+13,7	46	+33,2	92	+68,5	210	+162	460	+365	710	+578	960	+794	1420	+1200
22	+14,4	47	+34,0	94	+70,0	220	+170	470	+374	720	+586	970	+803	1440	+1218
23	+15,1	48	+34,8	96	+71,5	230	+178	480	+382	730	+594	980	+812	1460	+1235
24	+15,8	49	+35,6	98	+73,0	240	+186	490	+391	740	+602	990	+821	1480	+1252
25	+16,5	50	+36,5	100	+74,5	250	+194	550	+400	750	+610	1000	+830	1500	+1270

Таблица 19.12. Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей

Потребители	Коэффициенты сезонности для			
	зимы	весны	лета	осени
Обычные	1,0	0,8	0,8	0,9
Орошение	0,0—0,1	0,3—0,5	0,3—0,5	0,2—0,5
Парники и теплицы с электроподогревом	0,3	1,0	1,0	0
Осенне-летние потребители	0,2	0	0	1,0

19.3. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

Методы выбора сечений проводов многочисленны и различны для линий электропередачи разных классов напряжений и типа исполнения. Они изменяются со временем в связи с усовершенствованием самих линий и появлением новых требований потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии. Ранее существовали методы выбора проводов: по допустимой потере напряжения, на минимум расхода металла, но в них не учитывались требования надежности электроснабжения и не оговаривалось минимально возможное сечение проводов для применения в линиях разных типов. Так, на воздушных линиях напряжением 0,38 и 10 кВ выбирались алюминиевые провода малых

сечений, которые в дальнейшем при эксплуатации являлись причиной аварий.

В настоящее время в Российском объединении «Сельэнергопроект» (ОАО РОСЭП) разработана концепция развития электрических сетей сельских районов, в которой учтены современные требования к линиям электропередачи с позиций качества электроэнергии и надежности электроснабжения. Например, на воздушных линиях 10 кВ следует применять провода марки АС и минимальное сечение на отпайки ВЛ 10 кВ — АС35, а на магистрали — АС70.

Для электрических сетей сельских районов напряжением 10 кВ наиболее рациональным способом построения является магистральный в виде петлевой схемы с ответвлениями (рис. 19.2).

В сетях 10 кВ выделяется главное направление от шин одной подстанции 35(110)/10 кВ до шин другой — магистраль.

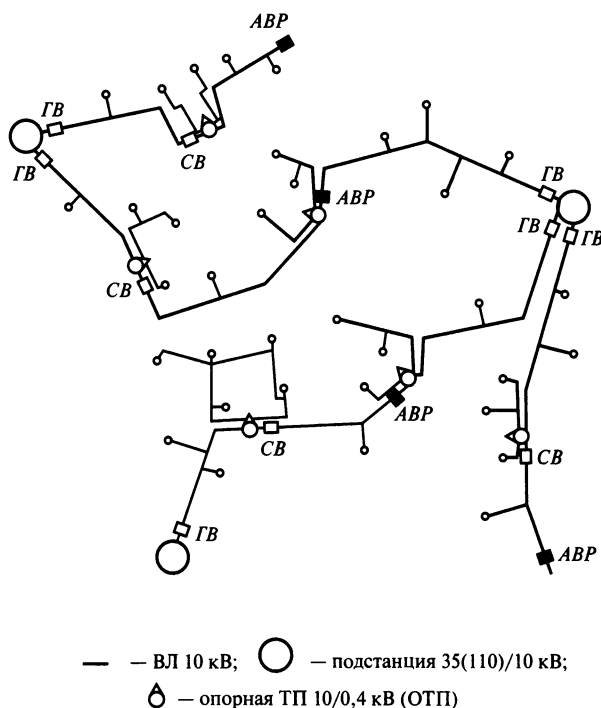


Рис. 19.2. Магистральная схема сети 10 кВ:

АВР — пункт автоматического включения резерва; СВ — секционирующий выключатель; ГВ — головной выключатель.

Таблица 19.13. Классификация методов выбора сечений проводов в линиях электропередачи

Тип линий электропередачи	Методы расчета (нормативные)	Технические ограничения при выборе сечений
Внутренние проводки	По условиям нагрева	Температура нагрева провода и соответствующий допустимый ток в проводе
Воздушные линии напряжением 0,38 кВ	1. По экономическим интервалам. 2. По экономической плотности тока ($j_{эк}$) и эквивалентному току	1. Качество электроэнергии $\Delta U_{ВЛ\ 0,38} \leq \Delta U_{доп}$. 2. Надежность. Минимально возможное сечение провода 4А 50. 3. Чувствительность защиты ВЛ 0,38 кВ $\frac{I'_{к\ в\ конце\ ВЛ\ 0,38\ кВ}}{I_{ном.расцеп}} \geq 3$
Воздушные линии напряжением 10 кВ	1. Магистральный метод. 2. По экономической плотности тока и эквивалентному току. 3. По экономическим интервалам	1. Качество электроэнергии $\Delta U_{ВЛ\ 10} \leq \Delta U_{доп}$. 2. Надежность электроснабжения. Минимальное сечение магистрали АС 70, а отпайки АС 35
Воздушные линии напряжением 35 кВ	По экономической плотности тока	Надежность электроснабжения. Минимальное сечение провода АС 70
Воздушные линии напряжением 110 кВ	По экономической плотности тока	1. Потери на «корону», минимальное сечение провода АС 70. 2. Надежность электроснабжения. Минимальное сечение провода АС 95

На магистрали устанавливаются устройства автоматического резервирования и секционирования, причем резервирование осуществляется только от одной подстанции. На магистралях создаются узлы управления ближайшей частью сети в виде опорных трансформаторных подстанций (ОТП) 10/0,4 кВ, имеющих развитое распределительное устройство 10 кВ, или распределительные пункты, которые в дальнейшем могут использоваться как распределительные устройства 10 кВ подстанции 35(110)/10 кВ.

Опорные трансформаторные подстанции устанавливают, как правило, возле ответственных потребителей, на хозяйственных дворах, в центральных усадьбах и сооружают в закрытом исполнении. Распределительные пункты (РП) целесообразно располагать в узлах нагрузки, где в перспективе намечается строительство новой подстанции 35(110)/10 кВ.

В ОТП и РП размещаются устройства автоматического секционирования и резервирования, аппаратура автоматики, телеме-

ханики, приборы определения расстояний до места повреждения, что в целом повышает надежность электрической сети.

В связи с изложенным упомянутые методы выбора сечений проводов утратили свою целесообразность и необходимость, но появились другие.

В табл. 19.13 приведены нормативные и рекомендуемые методы расчета для воздушных линий разных напряжений и внутренних проводок.

Далее приводится более подробное описание каждого метода табл. 19.13.

Расчет внутренних электропроводок

Внутренние электропроводки выбирают из условия допустимой температуры нагрева провода. Допустимый нагрев для проводов и кабелей с резиновой изоляцией составляет 65 °С, для кабелей с бумажной изоляцией при напряжении 3 кВ — 80 °С, при 6 кВ — 65 °С, при 10 кВ — 60 °С и при 20—35 кВ — 50 °С. Провод нагревается проходящим по нему током до темпера-

туры, при которой количество теплоты, получаемое проводом, становится равным количеству теплоты, отдаваемой в окружающую среду с его поверхности. Потеря теплоты проводом в окружающую среду происходит главным образом за счет конвекции, т.е. теплового движения воздуха, окружающего провод. Значительно меньше теплоты теряется лучеиспусканием, и совсем малое количество — за счет теплопроводности воздуха. В изолированных проводах возникает дополнительное тепловое сопротивление, возрастает поверхность охлаждения и усиливается отдача теплоты лучеиспусканием.

Для данного провода при заданном токе температура нагрева постоянна при неизменных окружающих условиях. Задача выбора провода состоит в подборе такого тока и соответствующего ему сечения, при котором температура его нагрева не превысит допустимого значения. Когда температура провода установилась, то справедливо уравнение равенства между количеством полученной теплоты и отданной

$$I^2 r \tau = c S (t - t_0) \tau, \quad (19.9)$$

где c — коэффициент теплоотдачи поверхности провода, Вт/(м² · °С); S — площадь поверхности провода, м²; t — температура поверхности провода, °С; t_0 — температура окружающей среды, °С; τ — время, с; I — сила тока, А; r — активное сопротивление провода, Ом.

Из уравнения (19.9)

$$I^2 = c S (t - t_0) / r. \quad (19.10)$$

Подставляя в (19.10) значения

$$S = \pi d l \quad \text{и} \quad r = \frac{l}{\gamma F} = \frac{4l}{\gamma \pi d^2},$$

где d — диаметр провода; l — длина провода; γ — удельная проводимость материала провода; F — сечение провода, получаем

$$I = \frac{\pi}{2} \sqrt{c d^3 \gamma (t - t_0)}. \quad (19.11)$$

Формула (19.11) определяет допустимый ток в проводе, если известны входя-

щие в нее величины. При расчетах обычно допустимый ток находят по таблицам.

Если необходимо значение тока для другой температуры, то вводят температурный коэффициент, полученный при анализе формулы (19.11):

$$K_t = \sqrt{\frac{t' - t_0}{t - t_0}}, \quad (19.12)$$

а для другого материала

$$I_{\text{ал}} = I_{\text{м}} \sqrt{\gamma_{\text{ал}} / \gamma_{\text{м}}}, \quad (19.13)$$

где $I_{\text{ал}}$ — допустимый ток в алюминиевом проводе; $I_{\text{м}}$ — то же в медном проводе.

Расчет допустимого тока и соответствующего ему сечения провода начинают с конца линии и ведут в следующей последовательности.

1. Рассчитывают рабочий $I_{\text{раб}}$ и максимальный I_{max} токи на участке

$$I_{\text{раб}} = \frac{P K_3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi \cdot \eta}; \quad (19.14)$$

$$I_{\text{max}} = I_{\text{раб}} K_{\text{пуск}}, \quad (19.15)$$

где P — активная мощность электродвигателя (или осветительной линии); $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; η — КПД; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности двигателя; $K_{\text{пуск}}$ — кратность пускового тока асинхронного двигателя; K_3 — коэффициент загрузки электродвигателей рабочей машиной.

Если по участку линии подается питание к нескольким потребителям, то

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{раб}} &= k_0 \sum_{i=1}^n I_{\text{раб } i}; \\ I_{\text{max}} &= k_0 \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{раб } i} + I_{\text{пуск } n}, \end{aligned} \right\} \quad (19.16)$$

где n — количество потребителей; k_0 — коэффициент одновременности.

2. Выбирают защитный аппарат, плавкий предохранитель или автоматический выключатель, которые устанавливают на

вводе, в начале каждого участка и в местах, где меняется сечение провода.

Плавкий предохранитель — это проводник, помещенный в фарфоровый корпус, включенный последовательно в каждый фазный провод линии; представляет собой ослабленное звено цепи и перегорает, когда ток линии возрастает сверх допустимого, не позволяя повышаться температуре нагрева проводов выше нормируемого значения.

Во внутренних проводках применяют предохранители двух типов: пробочные и трубчатые. Их номинальные токи нормированы по следующей шкале: 4, 6, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300 А.

Плавкие предохранители выбирают из трех условий. Ток плавкой вставки должен быть:

- а) больше или равен рабочему току

$$I_B \geq I_{\text{раб}}; \quad (19.17)$$

- б) учитывать запуск двигателя

$$I_B \geq \frac{I_{\text{max}}}{\alpha}, \quad (19.18)$$

где α — коэффициент, учитывающий тяжесть запуска электродвигателя; если пуски редкие с продолжительностью запуска 8—10 с, то $\alpha = 2,5$; если пуски частые продолжительностью 30—40 с, то $\alpha = 1,6 \div 2,0$;

в) следует принимать во внимание условие селективности действия защиты. Селективность — это способность отключать только поврежденный участок, причем ближайшим к месту повреждения отключающим аппаратом.

Из условия селективности каждый последующий предохранитель (выключатель) по направлению к источнику питания должен иметь номинальную плавкую вставку, по крайней мере, на одну ступень больше предыдущей. Номинальный ток плавкой вставки должен быть больше или равен большему значению из перечисленных

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_B. \quad (19.19)$$

3. По номинальному току плавкой вставки выбирают сечение провода в зависимости от того, будет он защищен только

от коротких замыканий или также и от перегрузок. По Правилам устройства электроустановок от перегрузок следует защищать осветительные сети в жилых и общественных зданиях, торговых и служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, а также в пожаро- и взрывоопасных зонах. Сетям любого назначения, выполненным проводами с горючей изоляцией, при открытой прокладке необходима также защита от перегрузки. В упомянутых случаях ток, допустимый в проводе, $I_{\text{доп}}$ равен:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{ном.в}}. \quad (19.20)$$

Для кабелей с бумажной изоляцией допустимый ток равен:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ном.в}}. \quad (19.21)$$

Для случаев, при которых необходима защита только от коротких замыканий,

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ном.в}}, \quad (19.22)$$

но не менее длительного рабочего тока

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб}}. \quad (19.23)$$

По допустимому току из табл. 19.14—19.19 подбирают допустимый табличный ток $I_{\text{доп.т}}$

$$I_{\text{доп.т}} \geq I_{\text{доп}}$$

и соответствующее ему сечение провода.

В справочных табл. 19.14—19.19 даны допустимые токи для проводов и кабелей с медными и алюминиевыми жилами и различными способами прокладки.

На рис. 19.3 приведена схема внутренней проводки.

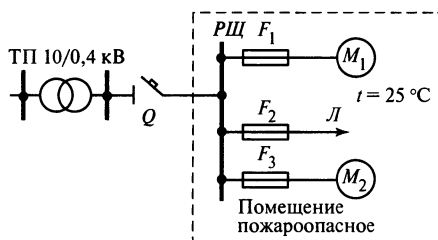


Рис. 19.3. Примерная схема внутренней проводки:

Q — автоматический выключатель; F_1, F_2, F_3 — предохранители; M_1, M_2 — электродвигатели; $Л$ — линия освещения; ТП 10/0,4 кВ — трансформаторная подстанция; РЩ — распределительный щиток

Таблица 19.14. Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четырёх одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
0,5	11	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	—	—	—
185	510	—	—	—	—	—
240	605	—	—	—	—	—
300	695	—	—	—	—	—
400	830	—	—	—	—	—

Таблица 19.15. Допустимый длительный ток для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четырёх одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26

19.3. Выбор сечений проводов и жил кабелей

Окончание табл. 19.15

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четырёх одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Таблица 19.16. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами, бумажной, пропитанной масломаслоканительной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	55	45	—	—	—
10	95	75	60	55	—	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

Таблица 19.17. Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами, бумажной, пропитанной маслосканифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	42	35	—	—	—
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Таблица 19.18. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами, бумажной, пропитанной маслосканифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Таблица 19.19. Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами, бумажной, пропитанной маслосканифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	60	55	—	—	—
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1080	—	—	—	—	—
625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

В случаях, когда внутренняя проводка защищается автоматическими выключателями, то сначала выбирают тип автоматического выключателя: с комбинированным расцепителем, только с электромагнитным или тепловым.

В большинстве случаев желательно выбрать автоматический выключатель с комбинированным расцепителем, тогда выбор осуществляется по номинальному напряжению и рабочему току $I_{\text{раб}}$:

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{ном.авт}} &\geq U_{\text{ном.сети}}; \\ I_{\text{ном.авт}} &\geq I_{\text{раб}}; \\ I_{\text{ном.расц}} &\geq I_{\text{раб}}; \\ I_{\text{эл магн. расц}} &\geq 1,25 I_{\text{max}}, \end{aligned} \right\} \quad (19.24)$$

где $I_{\text{ном. расц}}$ — номинальный ток расцепителя автомата.

Затем проверяют электромагнитный расцепитель на то, чтобы он не сработал при запуске электродвигателя.

Допустимый ток в проводе выбирается так же, как и при наличии плавкой вставки в зависимости от типа защиты проводки. Если проводка защищается от коротких замыканий и перегрузок, то

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{ном.расц}}; \quad (19.25)$$

если только от коротких замыканий, то

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{доп}} &\geq 0,22 I_{\text{ном.в}}; \\ I_{\text{доп}} &\geq I_{\text{раб}}. \end{aligned} \right\} \quad (19.26)$$

При защите проводки тепловыми автоматами

$$I_{\text{доп}} \geq 0,66 I_{\text{ном.в}};$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб}}.$$

В случаях, когда температура отличается от нормируемой (25 °С в помещениях и 15 °С при прокладке кабеля в земле), допустимый табличный ток $I_{\text{доп.т}}$ проверяют с учетом температурного коэффициента K_t

$$I_{\text{доп.т}} K_t \geq I_{\text{раб}}.$$

Расчет электрических сетей по экономической плотности тока

Расчет электрических сетей можно вести по экономическим показателям — по экономической плотности тока или экономическим интервалам.

Капитальные вложения K в 1 км воздушной линии одного класса напряжения и на одинаковых опорах можно представить как

$$K = a + bF, \quad (19.27)$$

где a — постоянная составляющая капитальных вложений, не зависящая от сечения провода, но зависящая от стоимости строительной части воздушных линий, руб/км; b — переменная составляющая капитальных вложений в 1 км воздушной линии, зависящая от сечения провода, руб/(км · мм²); F — сечение провода, мм².

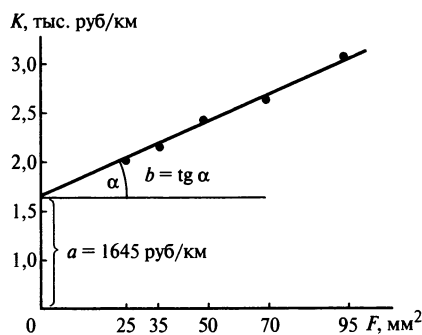


Рис. 19.4. Капитальные вложения в 1 км ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах в зависимости от сечения провода F

На рис. 19.4 представлена зависимость капитальных вложений для воздушных линий напряжением 10 кВ на железобетонных опорах в ценах на 01.01.91 г. (толщина стенки гололеда $b = 10$ мм, скоростной напор ветра 500 Па).

Капитальные вложения в 1 км ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах с проводом

АС 25 — 2000 тыс. руб;

АС 35 — 2100 тыс. руб;

АС 50 — 2400 тыс. руб;

АС 70 — 2600 тыс. руб;

АС 95 — 3000 тыс. руб;

$$b = \operatorname{tg} \alpha = \frac{3000 - 2000}{95 - 25} = 14,28 \text{ руб}/(\text{км} \cdot \text{мм}^2);$$

$$K = 1645 + 14,28 F. \quad (19.28)$$

Зависимость дисконтированных затрат от сечения провода с разложением их на составляющие капитальных вложений и потери электрической энергии имеет вид

$$Z_d = \sum_{t=1}^{T_c} K \alpha^{t-1} + \sum_{t=1}^{T_c} (I_{\text{обс}} + I_{\text{эл.эн}}) \alpha^{t-1},$$

где $K = a + bF$ — капитальные вложения в 1 км линии, руб/км; $I_{\text{обс}}$ — годовые издержки на обслуживание 1 км линии, руб/км; $I_{\text{эл.эн}}$ — стоимость годовых потерь электрической энергии в 1 км линии электропередачи, руб.; T_c — срок суммирования

затрат, лет; $\alpha = \frac{1}{1 + E_{\text{нп}}}$ — коэффициент дисконтирования; $E_{\text{нп}} = 0,1$ — норма дисконта для электроэнергетики;

$$Z_{\text{д}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{с}}} (a + bF)\alpha^{t-1} + \sum_{t=1}^{T_{\text{с}}} I_{\text{эл.эн}} \alpha^{t-1}.$$

Издержки на обслуживание $I_{\text{обс}}$ 1 км линии 10 кВ практически не зависят от сечений проводов и опущены из рассмотрения.

Таким образом, дисконтированные затраты $Z_{\text{д}}$ на передачу электроэнергии без учета расходов на обслуживание ($Z_{\text{д}} - I_{\text{обс}}$) выражают U -образной кривой, являющейся суммой кривой $\Delta W \cdot c$ [c — стоимость потерь электроэнергии, руб/(кВт · ч)] и прямой капитальных затрат K . Минимум кривой ($Z_{\text{д}} - I_{\text{обс}}$) соответствует наиболее выгодному или, как его называют, экономическому сечению проводов линии $F_{\text{эк}}$ (рис. 19.5).

Если провода линии имеют экономическое сечение, то дисконтированные затраты на передачу электроэнергии наименьшие и, следовательно, линия спроектирована наилучшим образом.

Экономическое сечение провода выбирают по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ в воздушных линиях 35 и 110 кВ

$$F_{\text{эк}} = I / j_{\text{эк}}. \quad (19.29)$$

Если дисконтированные затраты выразить как

$$Z_{\text{д}} = (a + bF)p + \frac{mI^2 \rho \tau c}{F}, \quad (19.30)$$

где m — число проводов; I — ток линии, А; ρ — удельное сопротивление провода, Ом · мм²/м; τ — время потерь, ч; F — сечение провода, мм²; c — стоимость потерь 1 кВт · ч, руб/(кВт · ч); a — постоянная составляющая капиталовложений в 1 км линии, руб.; b — переменная составляющая капиталовложений в 1 км линии, руб/мм²;

p — отчисления от капитальных вложений, отн. ед., а затем взять первую производную dZ по dF и приравнять ее нулю, то получим уравнение экономической плотности тока

$$\left. \begin{aligned} \frac{dZ}{dF} &= bp - \frac{mI^2 \rho \tau c}{F^2} = 0; \\ \frac{I^2}{F^2} &= \frac{bp}{m \rho \tau c}; \\ j_{\text{эк}} &= \frac{I}{F} = \sqrt{\frac{bp}{m \rho \tau c}}. \end{aligned} \right\} \quad (19.31)$$

Значение $j_{\text{эк}}$, рассчитанное для ВЛ 10 кВ сельскохозяйственных районов с малой плотностью нагрузок, равно 0,54 А/мм². Оно отличается от значений $j_{\text{эк}}$, приведенных в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ).

В табл. 19.20 даны $j_{\text{эк}}$ из ПУЭ в зависимости от материала провода и времени использования максимума нагрузок районов с большой плотностью нагрузок.

Строго говоря, при расчете каждой линии нужно определять экономическое сечение проводов, проверяя различные варианты. Однако практически это не делается, так как на кривой $Z_{\text{д}} - I_{\text{обс}}$ (рис. 19.5) минимум неясно выражен, и кривая обычно имеет пологий характер.

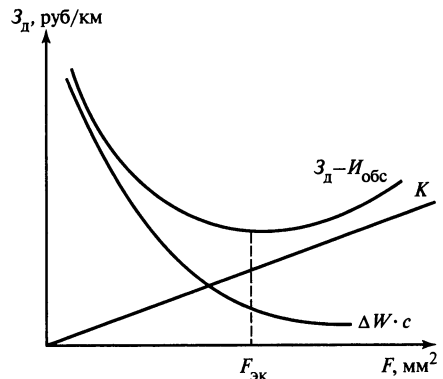


Рис. 19.5. Зависимость стоимости передачи электроэнергии $Z_{\text{д}}$ от сечения проводов F

Таблица 19.20. Экономическая плотность тока для проводов из различных металлов

Проводник	Экономическая плотность тока $j_{\text{эк}}$ (А/мм ²) при продолжительности использования максимума нагрузки, ч		
	Более 1000 до 3000	Более 3000 до 5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,3
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

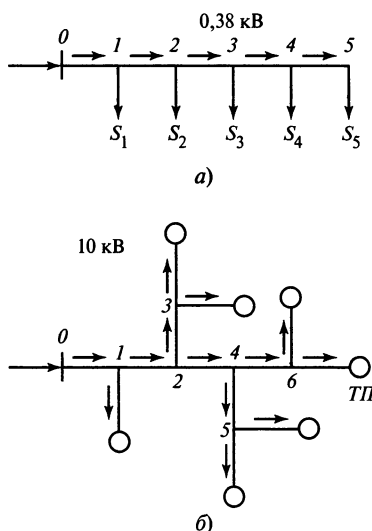


Рис. 19.6. Пример ВЛ:

а — ВЛ 0,38 кВ; 0-1, 1-2, 2-3, 3-4, 4-5 — участки магистрали линии; S_1 — S_5 — мощности потребителей; б — ВЛ 10 кВ; 0-1, 1-2, 2-4, 4-6, 6-ТП — участки магистрали линии; остальные участки — отпайки

Кроме того, из соображений обеспечения высокой надежности электроснабжения выбирают провода сечением не менее разрешенного для данного класса линий (см. табл. 19.13).

Как правило, линии электропередачи напряжением 0,38 и 10 кВ имеют несколько участков и сечения проводов F в них выбирают по эквивалентному (среднеквадратическому) току $I_{\text{экв}}$ и экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$

$$F = I_{\text{экв}} / j_{\text{эк}};$$

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 l_i}{\sum l_i}}, \quad (19.32)$$

где i — номер магистрального участка линии; n — количество магистральных участков линии.

На рис. 19.6 даны примерные схемы воздушных линий напряжением 0,38 и 10 кВ.

19.4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ИНТЕРВАЛАМ

Экономические интервалы получаются в результате построения дисконтированных затрат Z_d для различных сечений проводов F в зависимости от мощности S или тока I и имеют вид, приведенный на рис. 19.7.

В результате построения зависимостей дисконтированных затрат для различных

сечений проводов получаются экономические интервалы мощностей:

Интервал мощности S , кВ · А (тока I , А)	Экономическое сечение провода, мм ²
0 — S_1	F_1
S_1 — S_2	F_2
S_2 — S_3	F_3
S_3 — S_4	F_4

Сечениям проводов F_1 — F_4 соответствует минимум дисконтированных затрат в интервалах мощности (тока):

$$З_d = K + \frac{S^2}{U_{ном}^2} R \tau c,$$

где R — активное сопротивление провода, Ом; τ — время максимальных потерь, ч/год.

Таких графиков и таблиц необходимо иметь множество: для линий различных напряжений, материала опор, районов климатических условий по ветру и гололеду. Кроме того, при изменении стоимости линий электропередачи их нужно пересчитывать. Граница экономического интервала означает, что затраты для двух сечений, например, F_1 и F_2 равны, тогда

$$З_{d F_1} = З_{d F_2}; \quad (19.33)$$

$$З_{d F_1} = a + b F_1 + \frac{m l^2 \rho \tau c}{F_1};$$

$$З_{d F_2} = a + b F_2 + \frac{m l^2 \rho \tau c}{F_2};$$

$$a + b F_1 + \frac{m l^2 \rho \tau c}{F_1} = a + b F_2 + \frac{m l^2 \rho \tau c}{F_2},$$

где m — количество проводов; ρ — удельное сопротивление провода.

После преобразований имеем

$$b F_1^2 F_2 + m l^2 \rho \tau c F_2 =$$

$$= b F_1 F_2^2 + m l^2 \rho \tau c F_1;$$

$$m l^2 \rho \tau c (F_2 - F_1) = b F_1 \cdot F_2 (F_2 - F_1)$$

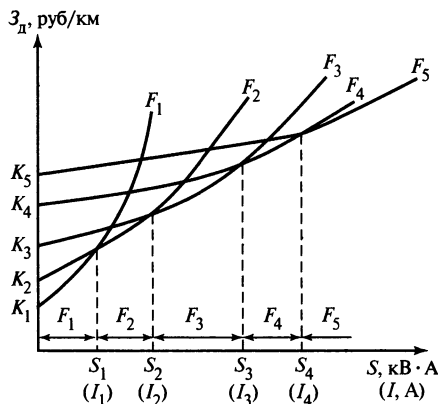


Рис. 19.7. Построение экономических интервалов K_1 — K_5 — капитальные вложения

и окончательно граничное значение интервала токов

$$I = \sqrt{F_1 \cdot F_2} \sqrt{\frac{b}{m \rho \tau c}} \quad (19.34)$$

или

$$I = \sqrt{F_1 \cdot F_2} \cdot j_{эк}. \quad (19.35)$$

По формуле (19.35) несложно определить границы экономических интервалов. Так, для ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах для района с толщиной стенки гололеда $b = 10$ мм и ветрового напора 500 Па $j_{эк} = 0,54$ А/мм².

Граница интервала, А	Экономическое сечение провода, мм ²
0—22,6	АС 35
22,6—31,9	АС 50
31,9—44,0	АС 70
44,0—56	АС 95
Свыше 56	АС 120

Порядок расчета:

1. Определяют нагрузку на участках линии.

2. Из таблиц экономических интервалов выбирают сечение проводов, но не менее разрешенных: для ВЛ 10 кВ не менее АС 35 на отпайках и АС 70 на магистрали, для ВЛ 0,38 кВ не менее 4А 50.

3. Рассчитывают потери напряжения в линии и сравнивают с допустимыми. Если они оказываются больше допустимых, то меняют сечение провода на большее, начиная с головных участков магистрали, пока потеря напряжения не войдет в допустимые пределы.

Магистральный метод

Магистральный метод наиболее простой, он состоит в том, что на участках магистрали ВЛ 10 кВ выбирают провод АС 70, а на отпайках АС 35. Затем рассчитывают потери напряжения в линии и сравнивают их с допустимыми. Если потери напряжения в линии меньше допустимых, то расчет окончен. Если больше, то на магистрали, начиная с головных участков, меняют провод на провод большего сечения и снова рассчитывают потери напряжения; так действуют до тех пор, пока потеря напряжения не войдет в допустимые пределы.

Выполнение этого условия означает, что у потребителей обеспечено качество электроэнергии по напряжению, т.е. отклонения напряжения не выходят на пределы $\pm 5\%$.

Расчет электрических сетей на минимум расхода металла

Этот метод применялся ранее, когда линии электропередачи 10 кВ были более протяженными и не ограничивались минимальными сечениями проводов по надежности. В линиях 0,38 кВ этот метод применяют иногда и сейчас.

Суть метода состоит в том, чтобы распределить допустимые потери напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ по участкам.

Если линия неразветвленная (см. рис. 19.6, а), то распределяют активную составляющую допустимых потерь напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ по формулам

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{a1} &= \Delta U_{a,\text{доп}} \frac{l_1 \sqrt{I_{a1}}}{\sum l \sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a2} &= \Delta U_{a,\text{доп}} \frac{l_2 \sqrt{I_{a2}}}{\sum l \sqrt{I_a}}; \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta U_{an} &= \Delta U_{a,\text{доп}} \frac{l_n \sqrt{I_{an}}}{\sum l \sqrt{I_a}} \end{aligned} \right\} \quad (19.36)$$

где 1, 2, ..., n — номер участка; $I_{a1}, I_{a2}, \dots, I_{an}$ — активный ток участков линии; l_1, l_2, \dots, l_n — длина участков линии; $\Delta U_{a,\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p$ — активная составляющая допустимых потерь напряжения; $\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 \sum I \sin \varphi \cdot l$ — реактивная составляющая потеря напряжения; $x_0 \approx 0,35 \div 0,4$ Ом/км — удельное реактивное сопротивление линий, практически одинаковое для проводов из цветных металлов разных сечений и напряжений до 110 кВ; I — полный ток участка линии; l — длина участка линии.

По активной составляющей потери напряжения участка линии можно определить сечение провода

$$F = \frac{\sqrt{3} I_a l}{\gamma \Delta U_a}, \quad (19.37)$$

где γ — удельная проводимость, См/м.

Если линия разветвленная (см. рис. 19.6, б), то по участкам распределяется полная потеря напряжения

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_1 &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_1}{\sum M}; \\ \Delta U_2 &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_2}{\sum M}; \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta U_n &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_n}{\sum M} \end{aligned} \right\} \quad (19.38)$$

где моменты нагрузок $M_1 = I_1 l_1$; $M_2 = I_2 l_2$; $M_n = I_n l_n$, или $M_1 = S_1 l_1$; $M_2 = S_2 l_2$; $M_n = S_n l_n$.

Затем рассчитывают сечения проводов по участкам в следующей последовательности:

1. Рассчитывают реактивную составляющую потерь напряжения

$$\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 I \sin l \quad (19.39)$$

или

$$\Delta U_p = \frac{Q x_0 l}{U_{\text{ном}}} \quad (19.40)$$

2. Определяют активную составляющую потерь напряжения

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

3. Рассчитывают сечение провода и подбирают ближайшее из стандартной шкалы

$$F = \frac{\sqrt{3} I_a l}{\gamma \Delta U_a}$$

или

$$F = \frac{Pl}{\gamma \Delta U_a U_{\text{ном}}} \quad (19.41)$$

Расчет стальных проводов

Сталь — магнитный материал, и активное и внутреннее индуктивное сопротивление проводов из стали зависят от проходящего тока.

Для выбора сечений проводов профессором В.Н. Степановым предложены диаграммы, построенные в логарифмической системе координат (рис. 19.8). По оси абсцисс отложены токи, проходящие по проводу, а по оси ординат — потери напря-

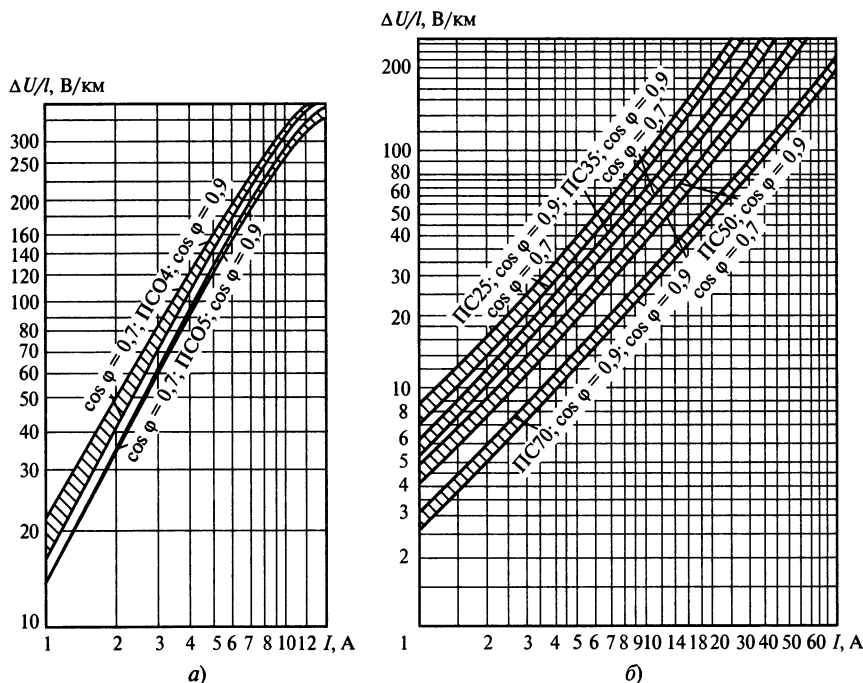


Рис. 19.8. Зависимость потери напряжения от силы тока для стальных проводов:

а — однопроволочных; б — многопроволочных; l — длина участка линии

жения в линии в вольтах на километр, вычисленные по формуле

$$\Delta U_0 = \sqrt{3} [r_0 \cos \varphi + (x'_0 + x''_0) \sin \varphi],$$

где $\cos \varphi = 0,7 \div 0,9$.

Из диаграммы видно, что изменение $\cos \varphi$ сравнительно мало влияет на потерю напряжения. По этим кривым можно легко найти сечения проводов по заданным потерям напряжения. Порядок расчета стальных проводов:

1. Распределяют допустимую потерю напряжения по формулам (19.38), затем определяют ее значение на 1 км длины каждого участка.

2. По диаграмме (рис. 19.8) находят сечения проводов в точке пересечения перпендикуляров, восстановленных из конкретных значений тока и удельных потерь напряжения участка.

В настоящее время во вновь строящихся линиях электропередачи стальные провода не применяют. Их используют для заземлений и грозозащитных тросов.

Замкнутые сети

В системах электроснабжения сельских районов преобладают радиальные — разомкнутые линии (рис. 19.9). Радиальные сети дешевле, требуют меньше средств и материалов для сооружения. Недостаток радиальных сетей состоит в недостаточной надежности; так, при повреждении в начале линии все потребители обесточиваются. Потребителей I и II категорий по надежности радиальные сети удовлетворяют не полностью.

Большой надежностью обладают замкнутые электрические сети (рис. 19.9, б), магистральные линии которой получают питание не менее чем с двух сторон. Обрыв магистрали в любом месте не нарушает электроснабжения потребителей. Электрическая сеть на рис. 19.9, в — сложная замкнутая, точки 2—4 получают питание более чем с двух сторон, их называют узлами. Такая сеть еще более надежна, чем сети на рис. 19.9, а и б.

Сложная замкнутая сеть с несколькими источниками питания изображена на рис. 19.10.

Недостатки сложных замкнутых сетей — их высокая стоимость и большой расход материалов и средств. Кроме того, защита замкнутых сетей от коротких замыканий сложнее, чем защита радиальных.

Сложно замкнутые сети широко применяются в промышленных энергосистемах.

Простая замкнутая сеть с двумя источниками питания *A* и *B* (рис. 19.11), называется линией с двухсторонним питанием. Их используют в виде линий связи сельских подстанций и электростанций, работающих совместно в электрических системах. Во многих случаях применяют также простые замкнутые сети (см. рис. 19.9).

Ниже дается вывод формулы тока, вытекающего из источника для линии с двухсторонним питанием.

Пусть есть сеть (рис. 19.12). Обозначим токи, протекающие по участкам, сопротивления и длины участков соответствующими индексами. Например, на участке 1-2 ток I_{1-2} , сопротивление Z_{1-2} и длина l_{1-2} . Линия выполнена проводами из цветного

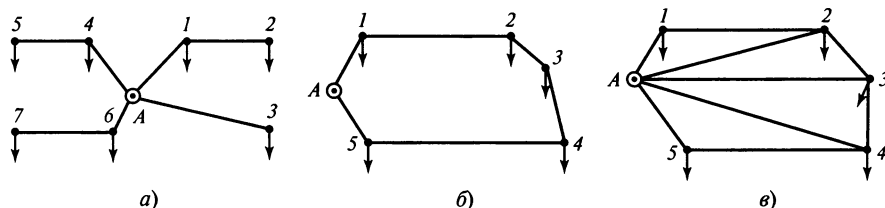


Рис. 19.9. Схемы сетей:

а — радиальной; б и в — простой и сложной замкнутых с одним источником питания; А — источник питания

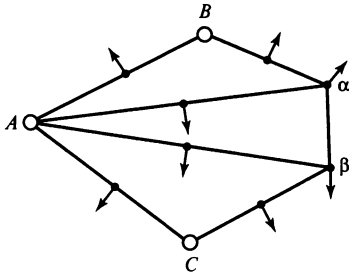


Рис. 19.10. Схема сложной замкнутой сети с несколькими источниками питания:

A , B и C — источники питания; α и β — узловые точки

металла. В общем случае напряжения источников питания не равны между собой, т.е. $U_A \neq U_B$. Предположим, что точка 2 получает питание с двух сторон. Ее называют *точкой токораздела* и обозначают значком треугольника. Определим значение токов I_{A-1} и I_{B-3} источников питания.

Падение напряжения на участках $A-2$ и $B-2$:

$$\underline{U}_A - \underline{U}_2 = \sqrt{3} (\underline{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + \underline{I}_{1-2} \underline{Z}_{1-2});$$

$$\underline{U}_B - \underline{U}_2 = \sqrt{3} (\underline{I}_{B-3} \underline{Z}_{B-3} + \underline{I}_{3-2} \underline{Z}_{3-2}).$$

Вычтем из первого выражения второе

$$\underline{U}_A - \underline{U}_B = \sqrt{3} (\underline{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + \underline{I}_{1-2} \underline{Z}_{1-2} - \underline{I}_{B-3} \underline{Z}_{B-3} - \underline{I}_{3-2} \underline{Z}_{3-2}).$$

Сумма токов источников питания, очевидно, равна сумме нагрузочных токов:

$$\underline{I}_{A-1} + \underline{I}_{B-3} = \underline{i}_1 + \underline{i}_2 + \underline{i}_3.$$

Используя это выражение, а также первый закон Кирхгофа, выразим все линейные токи через ток \underline{I}_{A-1} и нагрузочные токи как

$$\underline{I}_{B-3} = \underline{i}_1 + \underline{i}_2 + \underline{i}_3 - \underline{I}_{A-1};$$

$$\underline{I}_{3-2} = \underline{i}_1 + \underline{i}_2 - \underline{I}_{A-1};$$

$$\underline{I}_{1-2} = \underline{I}_{A-1} - \underline{i}_1.$$

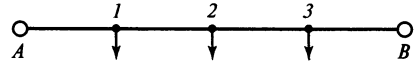


Рис. 19.11. Схема сети с двухсторонним питанием

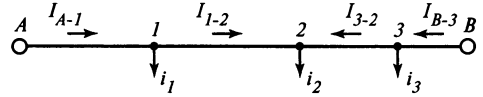


Рис. 19.12. Схема распределения токов в линии с двухсторонним питанием

Подставляя эти значения в предпоследнее выражение, получаем:

$$\begin{aligned} \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3}} &= \underline{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + (\underline{I}_{A-1} - \underline{i}_1) \underline{Z}_{1-2} + \\ &+ (\underline{I}_{A-1} - \underline{i}_1 - \underline{i}_2 - \underline{i}_3) \underline{Z}_{B-3} + \\ &+ (\underline{I}_{A-1} - \underline{i}_1 - \underline{i}_2) \underline{Z}_{3-2} \end{aligned}$$

и после преобразования

$$\begin{aligned} \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3}} &= \underline{I}_{A-1} (\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \\ &- \underline{i}_1 (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \\ &- \underline{i}_2 (\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \underline{i}_3 \underline{Z}_{B-3}. \end{aligned}$$

В свою очередь,

$$\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{A-B};$$

$$\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{1-B};$$

$$\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{2-B};$$

$$\underline{Z}_{B-3} = \underline{Z}_{3-B}.$$

Тогда

$$\begin{aligned} \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3}} &= \underline{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-B} - \underline{i}_1 \underline{Z}_{1-B} - \\ &- \underline{i}_2 \underline{Z}_{2-B} - \underline{i}_3 \underline{Z}_{3-B}. \end{aligned}$$

Последние три члена уравнения можно выразить так:

$$\underline{i}_1 \underline{Z}_{1-B} + \underline{i}_2 \underline{Z}_{2-B} + \underline{i}_3 \underline{Z}_{3-B} = \sum \underline{i}_k \underline{Z}_{k-B},$$

откуда

$$\underline{I}_{A-1} = \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{i}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (19.42)$$

По аналогии

$$\underline{I}_{B-3} = \frac{\underline{U}_B - \underline{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{i}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (19.43)$$

Первую составляющую тока источника питания называют *уравнительным током*. Она обусловлена разницей напряжений питающих пунктов и сдвигом фаз между этими напряжениями. Вторая составляющая обусловлена только нагрузками, ее называют *линейным нагрузочным током*.

Умножив формулы (19.42), (19.43) на $\sqrt{3} U_{\text{ном}}$, получим выражения полных мощностей:

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{U_{\text{ном}}(\underline{U}_A - \underline{U}_B)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}} \quad (19.44)$$

и

$$\underline{S}_{B-3} = \frac{U_{\text{ном}}(\underline{U}_B - \underline{U}_A)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}, \quad (19.45)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети; S_k — полная мощность нагрузки в точке k .

Рассмотрим частные случаи применения формул (19.42) — (19.45).

1. Напряжения источников питания одинаковы $\underline{U}_A = \underline{U}_B$. В этом случае уравнительный ток отсутствует

$$\left. \begin{aligned} \underline{S}_{A-1} &= \sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-B} / \underline{Z}_{A-B}; \\ \underline{S}_{B-3} &= \sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-A} / \underline{Z}_{A-B}. \end{aligned} \right\} \quad (19.46)$$

2. Напряжения источников питания равны, сечения проводов одинаковы на

всех участках магистрали. Уравнительные токи отсутствуют. Сопротивления участков магистрали можно выразить через длины участков и удельное сопротивление Z_0 провода

$$\left. \begin{aligned} \underline{S}_{A-1} &= Z_0 (\sum \underline{S}_k l_{k-B}) / (Z_0 l_{A-B}) = \\ &= \sum \underline{S}_k l_{k-B} / l_{A-B}; \\ \underline{S}_{B-3} &= \sum \underline{S}_k l_{k-A} / l_{A-B}. \end{aligned} \right\} \quad (19.47)$$

Полезность формул (19.47) состоит в том, что по ним можно найти распределение мощностей без знания сопротивлений проводов по длинам участков. Это позволяет получить распределение токов в замкнутой сети до выбора сечений проводов.

Порядок расчета линий с двухсторонним питанием.

1. Находят токи или мощности, вытекающие из источников питания по формулам (19.47), считая, что сечения проводов одинаковы на всех участках. Это соответствует магистральному принципу построения сетей.

2. По первому уравнению Кирхгофа рассчитывают токи на других участках линии. Так, для линии на рис. 19.11

$$\begin{aligned} \underline{I}_{1-2} &= \underline{I}_{A-1} - \underline{i}_1; & \underline{I}_{3-B} &= \underline{I}_{2-3} - \underline{i}_3; \\ \underline{I}_{2-3} &= \underline{I}_{1-2} - \underline{i}_2. \end{aligned}$$

3. Там, где ток поменял знак — точка токораздела.

Мысленно разрезают линию по точке токораздела и получают две радиальные линии, которые рассчитывают приведенными ранее методами, а именно:

а) задаются $x_0 = 0,35 \div 0,4$ Ом/км и рассчитывают реактивную составляющую потерь напряжения в радиальной линии до точки токораздела

$$\Delta U_{p \ A-2} = \sqrt{3} x_0 \sum I \sin \phi l;$$

б) определяют активную составляющую или
потери напряжения

$$\Delta U_{a \text{ } A-2} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{p \text{ } A-2};$$

в) рассчитывают сечение проводов, как
правило, одинаковое для магистрали

$$F = \frac{\sum Pl}{\gamma \Delta U_{a \text{ } A-2} U_{\text{ном}}}$$

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum I_a l}{\gamma \Delta U_a},$$

где $\sum Pl$ и $\sum I_a l$ — для всех участков магистрали до точки токораздела.

Затем из шкалы стандартных сечений выбирают провод, сечение которого не меньше минимально допустимого по условию надежности.

Раздел 20

СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

20.1. СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СЭА32, СЭ3000 ОАО СТАВРОПОЛЬСКИЙ РАДИОЗАВОД «СИГНАЛ»

Счетчики электрической энергии трехфазные электронные многотарифные СЭА32 предназначены для измерения активной энергии в трехфазных сетях переменного тока частотой 50 Гц. Могут использоваться в качестве датчика приращения энергии в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) и телеизмерения мощности.

Исполнения: СЭА32 — трехфазный, четырехпроводный счетчик прямого включения; СЭА32Т — то же, но трансформаторного включения; СЭА32У — трехфазный трехпроводный трансформаторного включения по току и напряжению. Счет-

чики устойчивы к вибрации, у них отсутствует самоход, имеют: ЖК-электронный дисплей, гальванически развязанные от сети импульсный выход и интерфейсы для связи с ПЭВМ и внешними устройствами, степень защиты от пыли и воды IP 51, 8 тарифов и 8 временных зон, сезонную смену тарифов и временных зон.

Счетчики являются многофункциональными и выполняют: ежедневную и ежемесячную фиксацию потребления электроэнергии; фиксацию потребления электроэнергии на 1-е число месяца, после перерыва питания, максимального значения мощности, попыток несанкционированного доступа к памяти, изменение сезонного времени (летнее/зимнее) и др.

В табл. 20.1 приведены технические характеристики счетчиков СЭА32.

Таблица 20.1. Технические характеристики счетчиков СЭА32

Параметр	Значение параметра		
	СЭА32	СЭА32Т	СЭА32У
Класс точности	1,0		
Номинальное напряжение сети, В	3×220/380		3×100
Номинальное (максимальное) значение тока, А	5 (50)		5 (10)
Установленный рабочий диапазон напряжений	$(0,9 \div 1,1)U_{ном}$		
Порог чувствительности, Вт, не более	8,25		2,16
Активная (полная) потребляемая мощность цепи напряжения, Вт ($B \cdot A$)	2 (10)		
Полная мощность, потребляемая исходной цепью тока, $B \cdot A$	0,5		
Передаточное число основного передающего устройства (поверочного выхода), имп/(кВт·ч)	100 (8000)	500 (40 000)	1000 (80 000)
Условия эксплуатации:			
температура, °С	От -10 до +45		
влажность при температуре 30 °С, %	90		
атмосферное давление, кПа	70—106,7		
Габариты, мм	290×177×83		
Масса, кг	≤ 3		

Счетчики электрической энергии СЭ3000 предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности по трем фазам в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока и организации многотарифного учета электроэнергии на промышленных предприятиях и объектах. Количество тарифов — 4, могут использоваться в качестве датчиков приращения энергии в АСКУЭ и телеизмерения мощности.

Выполняемые счетчиком функции насчитывают 10 наименований: учет и вывод на индикацию количества потребленной и отпущенной электроэнергии нарастающим итогом суммарно и раздельно по четырем тарифам (активной и реактивной), за текущий и три прошедших месяца, за текущие и трое прошедших суток; зада-

ние через интерфейсы коэффициентов трансформации ТТ и ТН, текущего времени и даты, тарифного расписания паролей для доступа; сохраняют расчетные показатели и константы пользователя не менее 10 лет; фиксируют 10 последних событий (пропаданий напряжения, изменение констант, корректировок времени); обмениваются информацией с внешними устройствами через интерфейсы RS 232C, RS 485, CAN и др.

Счетчики невосприимчивы к электростатическим разрядам, устойчивы к воздействию быстрых переходных всплесков, не генерируют проводимые или излучаемые помехи, которые могут воздействовать на работу другого оборудования. Устойчивы к вибрациям в диапазоне частот 10—150 Гц, имеют телеметрические выходы.

Технические характеристики счетчиков СЭ3000

Класс точности	0,2S; 0,5S
Номинальное напряжение, В.....	57,7 или 220
Номинальный (максимальный) ток, А.....	1 (1,5) или 5 (7,5)
Частота измерительной сети, Гц	50 ± 2,5
Минимальный расчетный ток:	
для класса точности 0,5S	0,125 % $I_{\text{ном}}$
для класса точности 0,2S	0,05 % $I_{\text{ном}}$
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения при $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}^2$, $f_{\text{ном}}$, В · А	≤ 6,0
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, В · А	≤ 0,5
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт	≤ 2,0
Передаточное число основного передающего устройства счетчиков, имп/(кВт · ч), имп/(квар · ч).....	5000 — 100 000
Средняя наработка на отказ с учетом техобслуживания, ч	≥ 50 000
Средний срок службы, лет.....	24
Межповерочный интервал, лет	8
Габариты, мм	146×177×70
Масса, кг	≤ 1,5

20.2. ЭЛЕКТРОННЫЕ СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ЦЭ6807, СЭТ4, СЭТА ОАО МЭТЗ, ВЗАО АСЭН

Электронные, однофазные, однотарифные счетчики электрической энергии непосредственного включения ЦЭ6807 являются новыми современными приборами и предназначены для измерения

активной энергии в однофазных двухпроводных сетях переменного тока 220 В, 50 (60) Гц (табл. 20.2). Счетчики могут использоваться в качестве датчиков приращения потребления энергии для дистанционных информационно-измерительных систем учета и распределения (АСКУЭ).

Преимущества счетчиков: более высокий класс точности; повышенная устойчивость к вибрациям и магнитным воздей-

Таблица 20.2. Технические характеристики счетчиков ЦЭ6807

Параметр	Значение параметра			
	ЦЭ6807Б1М-1 ЦЭ6807Б1М-1А	ЦЭ6807Б1М ЦЭ6807Б1М-А	ЦЭ6807Ш1-1 ЦЭ6807Ш1-1А	ЦЭ6807Ш1-2 ЦЭ6807Ш1-2А
Класс точности	1	2	1	2
Номинальный ток, А	5			
Минимальный (максимальный) ток, А	0,25 (50)			
Номинальное напряжение, В	220			
Рабочий диапазон напряжения, В	130—253			
Рабочий диапазон температур, °С	От – 45 до +60			
Межповерочный интервал, лет	≥ 16			
Габариты, мм	50×118×166 (новый корпус) 68×134×216 (прежний корпус)			
Масса, кг	≤ 1			
Гарантийный срок эксплуатации, лет	≥ 3			

Таблица 20.3. Технические характеристики счетчиков СЭТ4

Параметр	Значение параметра		
	СЭТ4-1М	СЭТ4-1/1М	СЭТ4-1/2М
Класс точности	2 (1*)		
Номинальный ток, А	5		
Минимальный (максимальный) ток, А	0,25 (60)	0,25 (7,7)	0,25 (100)
Рабочий диапазон напряжения, В	187—242		
Рабочий диапазон температур, °С	От – 40 до +60		
Габариты, мм	75×180×293		
Масса, кг	≤ 2		
Гарантийный срок эксплуатации, лет	≥ 3		

* По заказу потребителя.

ствиям; повышенная степень защиты от хищений; высокая надежность в эксплуатации; долговечность. Счетчики, имеющие в обозначении букву Ш (с шунтом), измеряют активную энергию и при наличии постоянной составляющей в цепи переменного тока.

Электронные, трехфазные, однотарифные счетчики активной энергии непосредственного и трансформаторного включения СЭТ4 являются новыми современными приборами и предназначены для

измерения активной энергии в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока 380/220 В, 50 (60) Гц.

Преимущества счетчиков: увеличен межповерочный интервал с 6 до 10 лет; более высокий класс точности; повышенная степень защиты от хищений; высокая надежность в эксплуатации. Счетчики могут использоваться в АСКУЭ. Технические характеристики счетчиков приведены в табл. 20.3.

Трехфазные трансформаторные универсальные счетчики активной и реактивной энергии СЭТА (табл. 20.4) предназначены для учета электроэнергии в трехфазных трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Применяются для нужд энергетики на напряжение 100/57,7 В. Счетчики имеют импульсный выход, используемый в двух режимах: основного передающего устройства и в качестве испытательного. Режим выхода определяется внешней коммутацией. Режим основного передающего устройства используется для работы в автоматизированных системах учета электрической энергии, испытательный — для поверки счетчиков.

Преимущества счетчиков следующие: возможность переключения тарифов; более высокий класс точности; широкий температурный диапазон; повышенная степень защиты от хищений; устойчивость к вибрациям; выполнены на интегральных схемах; высокая надежность в эксплуатации; долговечность.

Счетчики имеют: срок службы не менее 24 лет, межповерочный интервал 6 лет,

габариты 75×180×292 мм, массу не более 2 кг.

20.3. СЧЕТЧИКИ ТИПА ЭСЧ ТМ201 ОАО «ЭЛАКС»

Счетчики типа ЭСч ТМ201 предназначены для учета электроэнергии в однофазных двухпроводных сетях переменного тока; имеют телеметрический выход для работы в автоматизированных системах учета электрической энергии, а также для его поверки; учитывают потребление электроэнергии в прямом и обратном направлениях тока.

Технические характеристики счетчиков ЭСч ТМ201

Номинальный ток, А 5
Максимальный ток, А 50
Рабочий диапазон температур, °С ... От –20
до +55
Порог чувствительности, Вт 5,5
Срок службы, лет 24
Периодичность госповерки, лет 16
Класс точности 2,0
Габариты, мм 68×134×216
Масса, кг ≤ 1

Таблица 20.4. Технические характеристики счетчиков СЭТА

Тип	Класс точности	$I_{\text{ном}} (I_{\text{max}})$, А	$U_{\text{ном}}$, В	Потребляемая мощность		Диапазон рабочих температур, °С	Количество тарифов
				цепи U	цепи I		
				В · А	Вт		
СЭТА-1	0,5	1 (1,5)	100; 57,7	2,0	0,05	От –40 до +50	1
СЭТА-1/1		5 (7,5)					
СЭТА-1/2	1,0	1 (1,5)					
СЭТА-1/3							
СЭТА-2	0,5	5 (7,5)					2
СЭТА-2/1							
СЭТР-1	1,0	1 (1,5)					1
СЭТР-1/1		5 (7,5)					
СЭТРП-1		1 (1,5)					
СЭТРП-1/1		5 (7,5)					

20.4. ОДНОФАЗНЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЦЭ2736 ОАО «ЭНЕРГОУЧЕТ»

Счетчики ЦЭ2736 предназначены для измерения и учета активной энергии в однофазных цепях переменного тока в быту и передачи телеметрической информации о расходуемой энергии в АСКУЭ.

Преимущества счетчиков: сохраняют метрологические характеристики при искажении синусоиды и наличии постоянной составляющей в сигнале; габаритные и установочные размеры не требуют изменения конструкции квартирных и этажных щитов и позволяют быстро заменять устаревшие счетчики; учитывают электроэнергию при любом направлении тока.

Технические характеристики счетчиков ЦЭ2736

Класс точности	1,0; 2,0
Номинальное напряжение, В	220
Номинальный (максимальный) ток, А	5 (40)
Порог чувствительности, Вт	2,75
Диапазон рабочих температур, °С	От -30 до +50
Межповерочный интервал, лет	16
Габариты, мм	210×134×13
Масса, кг	0,7

20.5. СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЦЭ6850, ЦЭ6822, ЦЭ6823М, ЦЭ6811, ЦЭ6812, ЦЭ6827, ЦЭ6828, ЦЭ6807Б, ЦЭ6827М КОНЦЕРНА «ЭНЕРГОМЕРА»

Счетчики электроэнергии многофункциональные микропроцессорные выпускают следующих типов:

ЦЭ6850 (16 модификаций) предназначены для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности в двух направ-

лениях в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока; расчетный учет по четырем тарифам в восьми временных зонах суток.

Функции: коммерческий учет межсистемных перетоков, выработки, распределения и потребления электроэнергии в энергосистемах, на сетевых и промышленных предприятиях; регистрация суточного графика получасовых мощностей (нагрузок) с глубиной хранения до 45 сут; измерение мгновенных значений первичных параметров сети (U , I , f , $\cos \varphi$); имеют встроенный программируемый таймер и энергонезависимую память.

ЦЭ6822 (8 модификаций), **ЦЭ6823М** (16 модификаций) предназначены для измерения и многотарифного учета (до четырех тарифов) активной электроэнергии и мощности в трехфазных цепях переменного тока.

Счетчики выполняют следующие **функции:** учет мощности в региональных, территориальных сетевых и промышленных предприятиях, на предприятиях малого и среднего бизнеса, в жилищно-коммунальной среде; коммерческий учет межсистемных перетоков. Счетчики измеряют электрическую мощность и энергию в одном (ЦЭ6822) или двух (ЦЭ6823М) направлениях учета. Имеют встроенный программируемый таймер и энергонезависимую память, а регистрация суточного графика получасовых мощностей (нагрузок) может храниться до 124 сут. Счетчики оборудованы импульсным телеметрическим выходом, оптическим портом ввода/вывода информации и интерфейсом RS 485.

В табл. 20.5 приведены технические характеристики счетчиков ЦЭ6850, ЦЭ6822, ЦЭ6823М.

Таблица 20.5. Технические характеристики счетчиков ЦЭ6850, ЦЭ6822, ЦЭ6823М

Параметр	Значение параметра		
	ЦЭ6850	ЦЭ6822	ЦЭ6823М
Класс точности	0,5; 1,0	1,0; 2,0	0,5; 1,0; 2,0
Номинальный (максимальный) ток, А	1 (1,5); 5 (7,5)	5 (50); 10 (100)	1 (1,5); 5 (7,5; 50; 100)
Номинальное напряжение, В	3×57,7 (3×100); 3×220 (380)	3×220 (380)	3×57,7 (3×100); 3×220 (380)

Счетчики реактивной электроэнергии:

ЦЭ6811 (шесть модификаций) предназначены для измерения и учета потоков реактивной энергии по одному или двум направлениям, непосредственно или через измерительные трансформаторы. *Функции:* коммерческий учет межсистемных перетоков реактивной энергии; измерение реактивной мощности в составе АСКУЭ.

ЦЭ6812 (17 модификаций) предназначены для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока, непосредственно или через измерительные трансформаторы. *Функции:* технический и коммерческий учет генерации и потребления активной и реактивной энергии; измерение активной и реактивной мощности на сетевых и промышленных предприятиях. Технические характеристики счетчиков ЦЭ6811, ЦЭ6812 даны в табл. 20.6. Масса однофазных счетчиков не более 1 кг, трехфазных — не более 2,5 кг. Все счетчики работают в диапазоне частот 50—60 Гц.

Счетчики электроэнергии бытового назначения:

ЦЭ6827, ЦЭ6827М предназначены для измерения активной электроэнергии в однофазных цепях переменного тока и для

организации расчетного учета ее по двум тарифам (ЦЭ6827) и четырем тарифам (ЦЭ6827М). *Функции:* учет электроэнергии в бытовой сфере; имеют встроенный таймер, энергонезависимую память, передают данные на ЭВМ через оптопорт (ЦЭ6827) и по интерфейсу (ЦЭ6827М).

ЦЭ6828 (три модификации) предназначены для измерения активной электроэнергии и организации расчетного учета по двум тарифам в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока, непосредственно или через измерительные трансформаторы.

Функции: учет электроэнергии в промышленном и бытовом секторе при снабжении потребителей от трехфазной сети; имеют встроенный таймер, энергонезависимую память, передают данные на ЭВМ через оптопорт.

ЦЭ6807Б (четыре модификации) предназначены для одно- или двухтарифного учета электроэнергии в однофазных цепях переменного тока. *Функции:* учет электроэнергии в бытовом секторе (в жилых и общественных зданиях, коттеджах, дачах, гаражах), а также в промышленных помещениях при снабжении потребителей от однофазной сети.

В табл. 20.7 приведены технические характеристики счетчиков ЦЭ6827М, ЦЭ6828, ЦЭ6807Б.

Таблица 20.6. Технические характеристики счетчиков ЦЭ6811, ЦЭ6812

Параметр	Значение параметра	
	ЦЭ6811	ЦЭ6812
Класс точности	1,0	0,5/0,5; 1,0/1,0; 2,0/2,0
Номинальный ток, А	1; 5	1; 5
Максимальный ток, А	1,5; 7,5	1,5; 7,5; 50; 100
Номинальное напряжение, В	3×57,7 (3×100)	3×220 (380); 3×57,7 (3×100)

Таблица 20.7. Технические характеристики счетчиков ЦЭ6827М, ЦЭ6828, ЦЭ6807Б

Параметр	Значение параметра		
	ЦЭ6827М	ЦЭ6828	ЦЭ6807Б
Класс точности	2,0	2,0	1,0; 2,0
Номинальный ток, А	5	1; 5; 10	5
Максимальный ток, А	60	7,5; 50; 100	50; 60
Номинальное напряжение, В	220	3×220; 380	220

20.6. СОВРЕМЕННЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ СЧЕТЧИКИ ДЛЯ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В БЫТУ И НА ПРОИЗВОДСТВЕ СЭТ1, СЭТ3 ГОСУДАРСТВЕННОГО РЯЗАНСКОГО ПРИБОРНОГО ЗАВОДА

Трехфазные счетчики электроэнергии СЭТ3 предназначены для учета активной и реактивной энергии в трехфазных трехпроводных или четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут использоваться в качестве телеметрического датчика мощности информационно-измерительных систем автоматического учета энергопотребления.

Счетчики позволяют осуществлять: раздельный учет энергии по одному или двум временным тарифам; раздельный учет расхода и прихода активной энергии; раздельный учет индуктивной и емкостной реактивной энергии; одновременный учет активной и реактивной энергии.

Технические характеристики счетчиков СЭТ3

Класс точности	0,5; 1,0; 2,0
Номинальный ток, А	1—10
Максимальный ток, А	1,5—65
Номинальное напряжение, В	57,7—380
Потребляемая мощность, Вт ($B \cdot A$)	2 (10)
Диапазон рабочих температур, °С	От –35 до +55
Межповерочный интервал, лет	6
Средняя наработка на отказ, ч	54 000
Средний срок службы, лет	30
Гарантийный срок эксплуатации, лет	2,5
Габариты, мм	285×180×72,5
Масса, кг	≤ 2

Однофазные счетчики электроэнергии СЭТ1 предназначены для учета активной электроэнергии в однофазных двухпроводных сетях переменного тока (СЭТ1-1 — однотарифный; СЭТ1-2 — двухтарифный), а также для организации ее раздельного учета по четырем тарифам и шести временным зонам суток (СЭТ1-4А, СЭТ1-4А.2). Счетчики могут использоваться в АСКУЭ.

В табл. 20.8 приведены технические характеристики счетчиков СЭТ1.

Основные функции счетчиков: учет электроэнергии отдельно по тарифам, временным зонам суток, временным интервалам; автоматический переход на «летнее» и «зимнее» время; вывод на ПЭВМ информации по учету электроэнергии; защита от несанкционированного изменения введенной и накопленной информации. Дополнительно в счетчике СЭТ1-4А.2 обеспечивается индикация предупреждения о необходимости оплаты, возможность ограничения потребления электроэнергии, а также отключение потребителя. Отображение информации производится на жидкокристаллическом индикаторе (ЖКИ). Сохранение информации при отсутствии питания составляет не менее 30 лет. Связь с внешними устройствами осуществляется по интерфейсам: RS 232 (СЭТ1-4А) или RS 485 (СЭТ1-4А. 2) с гальванической развязкой. Гарантийный срок эксплуатации — 2,5 года.

Таблица 20.8. Технические характеристики счетчиков СЭТ1

Параметр	Значение параметра	
	СЭТ1-1(2)	СЭТ1-4А; СЭТ1-4А.2
Класс точности	2,0	2,0
Номинальное напряжение, В	220	220
Номинальный (максимальный) ток, А	5 (50)	5 (50)
Точность хода часов, с/мес	—	±5
Диапазон рабочих температур, °С	От –35 до +55	От –25 до +55
Межповерочный интервал, лет	16	8
Средняя наработка на отказ, ч	140 000	70 000
Средний срок службы, лет	30	30
Габариты, мм	206×145×70	203×123×70

20.7. СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ «ТРИО», «СОЛО» ОАО ЛЭМЗ

Счетчики электрической энергии электронные трехфазные однотарифные «ТРИО» предназначены для учета активной, реактивной и активной (реактивной) энергии в трехфазных, трех- и четырехпроводных цепях переменного тока номинальной частотой 50 Гц. По установочно-присоединительным размерам данные счетчики идентичны индукционным счетчикам (СА4-И678, СА4-И672 и др.). *Пре-*

имущества счетчиков: расширен диапазон рабочих температур; счетчики могут использоваться в АСКУЭ; передающее устройство и испытательный выход объединены конструктивно и гальванически развязаны от электросети; имеют варисторную защиту от коммутационных перенапряжений и грозовых разрядов; не критичны к отклонению от вертикального положения; превосходят индукционные счетчики по техническим параметрам, а по цене находятся с ними на одном уровне; имеют светодиодный индикатор функционирования.

Технические характеристики счетчика «ТРИО»

Класс точности:	
для счетчиков активной энергии	1,0; 2,0
для счетчиков реактивной энергии	1,5; 2,0
для счетчиков активной (реактивной) энергии	1,0 (1,5); 2,0 (2,0)
Номинальное напряжение, В	220/380; 380; 57,7/100; 100
Номинальный (максимальный) ток, А	1 (2); 5 (10); 5 (50); 10 (100)
Потребляемая мощность, не более:	
в цепи напряжения, В · А (Вт):	
для счетчиков активной энергии	10,0 (2,0)
для счетчиков реактивной энергии	4,5 (2,0)
в цепи тока, В · А	0,3
Диапазон рабочих температур, °С	От –40 до +55
Средний срок службы, лет, не менее	30
Габариты, мм	282 (294)×173×127
Масса, кг, не более	2,0

Счетчики электрической энергии электронные однофазные однотарифные «СОЛО» предназначены для учета активной энергии в однофазных сетях переменного тока номинальной частоты 50 Гц. По установочно-присоединительным размерам идентичны индукционным счетчикам (СО-2, СО-6М, СО-505 и др.).

Преимущества счетчиков: высокая линейность нагрузочных характеристик; не имеют самохода; расширен диапазон рабо-

чих температур; могут использоваться в АСКУЭ; передающее устройство и испытательный выход объединены конструктивно и гальванически развязаны от электросети; счетчики имеют варисторную защиту от коммутационных перенапряжений и грозовых разрядов; не критичны к отклонению от вертикального положения; превосходят индукционные счетчики по техническим параметрам; имеют светодиодный индикатор функционирования.

Технические характеристики счетчика «СОЛО»

Класс точности	1,0; 2,0
Номинальное напряжение, В	220
Номинальный (максимальный) ток, А	5 (60); 10 (80); 10 (100)
Порог чувствительности, % $I_{ном}$	0,25
Диапазон рабочих температур, °С	От –40 до +55
Полная мощность, потребляемая цепью тока, В · А	0,5

Мощность, потребляемая цепью напряжения:	
активная, Вт	2,0
полная, В · А	8,0
Межповерочный интервал, лет	16
Средний срок службы, лет	30
Гарантийный срок службы, лет	3
Масса, кг, не более	0,7

20.8. ПРИБОР «ЭНЕРГОМОНИТОР 3.3» ФИРМЫ «ЭНЕРГОАУДИТ-2000»

Прибор «Энергомонитор 3.3» представляет собой переносной портативный счетчик и анализатор качества электроэнергии — в одном приборе. Он предназначен для:

измерения и регистрации показателей качества электрической энергии, установленных ГОСТ 13109—97;

измерения и регистрации в одно- и трехфазных сетях действующих значений напряжений и токов при синусоидальной и искаженной формах кривых;

регистрации активной, реактивной и полной мощности и энергии;

поверки трехфазных и однофазных счетчиков электроэнергии класса точности 0,5 и менее точных на месте эксплуатации, а также контроля правильности их подключения без разрыва токовых цепей;

поверки измерительных преобразователей напряжения, тока, активной и реактивной мощности на месте их эксплуатации.

Возможности прибора: среднее значение мощности за 30 мин можно увидеть на дисплее прибора прямо на месте проведения измерений; значения коэффициентов несинусоидальности напряжений общие для всех фаз, так же как и значения гармонических составляющих; каждые уставки состоят из двух отдельных вариантов для сетей с нейтралью и без нее, отличающихся значением для 3-й и 9-й гармоник; имеется возможность устанавливать время усреднения измеряемых значений для режимов измерения токов, напряжений и мощностей, также имеется защита от наводок, влияющих на расчет гармонических составляющих сигнала; прибор осуществляет проверку работоспособности транс-

форматоров тока и напряжения; автоматическую смену активных зон, в которых хранится требующаяся информация.

Кроме того, с помощью прибора можно решать следующие задачи:

измерение полной фактической мощности во вторичной цепи трансформатора напряжения (ТН);

определение погрешности из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к ТН;

взаиморасчеты при отсутствии стационарной системы учета;

инспекционный контроль за выполнением условий присоединения и принятия соответствующих мер к нарушителям;

периодическую регистрацию показателей качества электроэнергии по ГОСТ 13109—97, а также основных электроэнергетических параметров с последующим анализом состояния электрических сетей.

Программный комплекс «Энергомониторинг» прибора «Энергомонитор 3.3» позволяет:

считывать накопленные архивы результатов поверки счетчиков электроэнергии через последовательный интерфейс RS 232;

сохранять принятые данные на жестком диске;

осуществлять просмотр ранее полученных данных в удобной форме;

создавать протоколы поверки счетчиков электроэнергии, которые могут быть выведены на печать или сохранены в файле на жестком диске;

выполнять редактирование базы данных счетчиков, записанной в прибор;

считывать накопленные архивы основных показателей энергопотребления и архивы ПКЭ через последовательный интерфейс RS 232;

сохранять принятые данные на жестком диске;

записывать в прибор базы имен объектов, номинальные значения и уставки пользователя по паролю;

осуществлять просмотр статистики по показателям ПКЭ отдельно для напряжения и тока;

создавать протоколы качества электроэнергии по ГОСТ 13109—97 и отчеты по динамике изменения значений основных показателей энергопотребления (с возможностью выбора времени усреднения и выводимых параметров), которые могут быть выведены на печать или сохранены в файле на жестком диске;

сохранять и просматривать информацию об измерительных трансформаторах.

Класс точности прибора — 0,1 (с токоизмерительными клещами — 1,0).

20.9. ПРИБОР ПЭМ-02 НПП «МАРС-ЭНЕРГО»

Прибор ПЭМ-02 предназначен для измерения электроэнергетических величин в одно- и трехфазных сетях:

действующего значения напряжения и переменного тока;

активной, реактивной и полной мощностей;

частоты переменного тока;

угла между напряжением и напряжением, током и током, напряжением и током в каждой фазе;

коэффициента мощности;

для проверки правильности подключения трехфазных и однофазных счетчиков электроэнергии к измерительным цепям и правильности их работы на месте их эксплуатации;

для комплексных испытаний и наладки электрооборудования, схем релейной защиты.

Прибор ПЭМ-02И позволяет:

считывать накопленные архивы измеренных электрических величин на компьютере;

сохранять принятые данные на жестком диске;

осуществлять просмотр ранее полученных данных в удобной форме.

Технические характеристики прибора ПЭМ-02

Диапазон измерения напряжения, В	40—400
Диапазон измерения тока определяется типом токовых клещей, А,	0,1—100 (1000)
Диапазон рабочих температур, °С	От -20 до +55
Продолжительность работы от встроенных аккумуляторов, ч ...	4
Масса прибора, кг	0,5
Класс точности прибора	1,0

20.10. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЕРКИ И КАЛИБРОВКИ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ) КОНЦЕРНА «ЭНЕРГОМЕРА»

Комплекс технических средств (КТС) нового поколения предназначен для автоматизации учета электрической энергии (коммерческого и технического) и мощности на энергоснабжающих и промышленных предприятиях, в мелкомоторном и бытовом секторе. Комплекс технических средств состоит из счетчиков электроэнергии, устройства сбора, передачи данных (УСПД), программного обеспечения. Технические средства строятся по модульному принципу для обеспечения оптимальной конфигурации в решении конкретных АСКУЭ. В КТС «Энергомера» имеются функции измерения технологических параметров электроэнергии (тока, напряжения в фазах, частоты и др.) и телесигнализация.

Предлагаемые решения КТС «Энергомера» позволяют создавать любые АСКУЭ: локальные, региональные, глобальные. Системы учета, построенные на основе КТС «Энергомера», отличаются минимальной стоимостью, способностью к плавному увеличению мощности, высоким качеством

функционирования, точностью работы вычислительных устройств, полнотой информации и быстротой доступа к ней.

20.11. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ЦИФРОВЫЕ ТИПА ПЦ 6806 ООО «НПП ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА»

Преобразователи типа ПЦ 6806 предназначены для измерения активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлениях (потребленной и возвращенной), тока, напряжения, активной и реактивной мощностей по каждой фазе, час-

тоты сети. Преобразователи применяют для коммерческого и технического учета электроэнергии в составе АСКУЭ.

Преобразователи ПЦ 6806 являются многофункциональными приборами: помимо указанных выше, они выполняют функции телеуправления, телесигнализации (ТУ, ТС), индикацию измеренных и вычисленных параметров на встроенном цифровом индикаторе, фиксацию максимальной мощности в каждой тарифной зоне, архивирование параметров и событий с отметками реального времени и др. По запросу контроллера верхнего уровня ПЦ передает 16 видов данных.

Технические характеристики преобразователей ПЦ 6806

Номинальный ток, А	1; 5
Номинальное напряжение, В	3×57,7; 2×100; 3×220; 2×100; 2×500; 3×288,5
Мощность:	
активная (реактивная), Вт (вар)	0; 3×1100
схема подключения	Четырехпроводная линия (звезда), трехпроводная линия
Максимальный ток, А	$1,2I_{\text{ном}}$
Питание, В:	
переменного тока	80—260
постоянного тока	100—300 (от измерительной цепи)
Интерфейс	RS 485
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %:	
по току	±0,5
по напряжению	±0,5
по мощности активной	±0,5
по мощности реактивной	±1,0
Класс точности	0,5
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью при $I_{\text{ном}}$ и $f_{\text{ном}}$, В · А	≤0,1
Полная мощность, потребляемая каждой параллельной цепью при $U_{\text{ном}}$ и $f_{\text{ном}}$, В · А:	
для счетчиков с питанием от измерительной цепи	≤3
для остальных счетчиков	≤0,2
Перегрузки:	
кратность по току (напряжению)	20 (1,5)
длительность, с	0,5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50 000
Средний срок службы, лет, не менее	30
Габариты, мм	130×166×178
Масса, кг, не более	1,4

Эталонный счетчик «Энергомера СЕ601» представляет собой однофазный портативный прибор, предназначенный для поверки и калибровки однофазных рабочих электронных и индукционных счетчиков электрической энергии по месту их установки, а также для контроля режимов измерительной цепи. Счетчик позволяет

линейному персоналу контролирующей организации подключать его без нарушения измерительных цепей поверяемого счетчика и выявлять факты недоучета и хищений различными способами электроэнергии в однофазных и трехфазных цепях переменного тока.

Технические характеристики счетчиков «Энергомера СЕ 601»

Диапазон входного напряжения, В.....	135—270
Диапазон входного тока, А	0,1—100
Диапазон измерения $\cos \varphi$	От -1,0 до +1,0
Диапазон измерения частоты сети, Гц.....	47,5—52,5
Диапазон измерения постоянной счетчиков, имп/(кВт · ч)	1—99 999
Диапазон измерения относительной погрешности счетчиков, %.....	От -100 до +1000 % с точностью $\pm 0,5$ %
Количество записанных и сохраняемых протоколов поверки счетчиков..	≤ 100 (с числом записей в каждом протоколе до 10)
Потребляемая мощность, В · А	≤ 7
Габариты, мм	$230 \times 110 \times 50$
Масса счетчика с принадлежностями, кг	≤ 1

Установка ЦУ 6804 для автоматической поверки и регулировки электронных и индукционных одно- и трехфазных счетчиков активной электроэнергетики классов точности 0,5 и ниже и реактивной электроэнергии классов точности 1,0 и ниже; представляет собой малогабаритный и

мобильный аппарат по сравнению с другим оборудованием подобного класса. Наличие последовательного интерфейса RS 232 позволяет управлять установкой с персонального компьютера и систематизировать протоколы поверки в базе данных.

Технические характеристики установки ЦУ 6804

Класс точности при измерении активной мощности (энергии).....	0,1
Класс точности при измерении реактивной мощности (энергии).....	0,2
Диапазон регулирования выходного тока, А	0,002—10
Диапазон регулирования выходного напряжения, В	46—288
Количество одновременно поверяемых счетчиков	До 3

Устройства ЦЭ 6806П (с внешними токовыми клещами) относятся к портативному метрологическому оборудованию. Эти устройства предназначены для поверки и калибровки индукционных и электронных одно- и трехфазных счетчиков активной и реактивной электроэнергии по месту их установки; используются для измерения активной и реактивной мощности классов точности 0,1 и 0,2, для изме-

рения без разрыва токовой цепи посредством внешних токовых клещей (класс точности 0,5). Устройства ЦЭ 6815 дополнительно обеспечивают контроль параметров измерительной сети и правильности подключения счетчиков; функционирование от встроенного источника питания; вывод протоколов поверки на термопечатающее устройство.

Технические характеристики устройств ЦЭ6806П и ЦЭ6815

	ЦЭ6806П	ЦЭ6815
Диапазон регулирования входного тока, А	0,005—5	0,01—10
Диапазон регулирования входного напряжения, В	49—460	30—300
Количество одновременно поверяемых счетчиков	1	1
Класс точности при измерении активной (реактивной) мощности и энергии	0,1; 0,2	0,1

20.12. СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КОНЦЕРНА «ЭНЕРГОМЕРА»

Однофазные однотарифные счетчики ЦЭ6807П, СЕ101, СЕ200 предназначены для учета электроэнергии в бытовом и мелкомоторном секторах энергопотребления. Они имеют защиту от недоучета и хищений электроэнергии, устойчивы к климатическим, механическим, тепловым и электромагнитным воздействиям, удобны при монтаже, эксплуатации. Их технические характеристики приведены в табл. 20.9.

Однофазные многотарифные счетчики СЕ102 и СЕ201 также предназначены для учета электроэнергии в бытовом и мелкомоторном секторах энергопотребления. Они имеют защиту от несанкционированного доступа, возможность управления нагрузкой, энергонезависимую память,

журнал событий, интерфейс IrDA 1.0 или оптический. Кроме того, для них характерна устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям.

Трехфазные однотарифные счетчики ЦЭ6803В, ЦЭ6804, СЕ300, СЕ302 предназначены для учета электроэнергии в трехфазных цепях переменного тока в бытовом, мелкомоторном и промышленном секторах энергопотребления, имеют высокую чувствительность по току нагрузки, повышенную защищенность от воздействия магнитного поля и несанкционированного доступа, малое собственное энергопотребление, устойчивы к климатическим воздействиям. Для сигнализации работы счетчиков предусмотрен световой индикатор. Кроме того, в них имеются интерфейс ТМ, IrDA или оптопорт. Технические характеристики счетчиков приведены в табл. 20.10.

Таблица 20.9. Технические характеристики счетчиков электроэнергии ЦЭ6807П, СЕ101, СЕ102, СЕ200, СЕ201

Параметр	Значение параметра			
	ЦЭ6807П	СЕ101, СЕ200	СЕ102	СЕ201
Класс точности	1			
Номинальный (максимальный) ток, А	5 (60); 10 (100)			
Номинальное фазное напряжение, В	220	230	230 ± 44	
Диапазон рабочих температур, °С	От -40 до +55	От -40 до +70		От -40 до +60
Порог чувствительности, %	0,4; 0,25	0,2; 0,4	0,2	0,2
Минимальная наработка на отказ, ч	160 000			
Межповерочный интервал, лет	16		8	
Средний срок службы, лет	30		24	
Гарантийный срок, лет	5		3	

Примечание. Число измерительных элементов у счетчиков: СЕ102 — один, у СЕ201 — два; число тарифов у счетчиков: СЕ102 и СЕ201 — четыре.

Трехфазные многотарифные счетчики ЦЭ6822, СЕ301, ЦЭ6850М, СЕ303, СЕ304 предназначены для учета электроэнергии в трехфазных цепях переменного тока в промышленном секторе энергопотребления. Они имеют защиту от недоучета и хищений электроэнергии, автоматическую самодиагностику с выдачей результата, журнал событий, содержащий до

16 независимых значений параметров с разным интервалом усреднения, а также различные модули связи. Кроме того, они учитывают потери в линиях электрической сети, управляют нагрузкой и хранят профили нагрузок, устойчивы к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям. Технические характеристики счетчиков даны в табл. 20.11.

Таблица 20.10. Технические характеристики счетчиков ЦЭ6803В, ЦЭ6804, СЕ300, СЕ302

Параметр	Значение параметра			
	ЦЭ6803В	ЦЭ6804	СЕ300	СЕ302
Измеряемая энергия	Активная			Активная и реактивная
Класс точности	1,0		0,5; 1,0	0,5S/0,5; 0,5S/1; 1/1; 1/2
Номинальный (максимальный) ток, А	1 (7,5); 5 (7,5); 5 (50); 10 (100)			
Номинальное фазное (линейное) напряжение, В	3×220 (380); 3×127 (220); 3×57,7 (100)	3×220 (380); 3×57,7 (100)	57,7 (100); 230 (400)	
Диапазон рабочих температур, °С	От – 40 до +55		От – 40 до +60	
Порог чувствительности, %	0,5	0,25	0,1; 0,2; 0,4	
Минимальная наработка на отказ, ч	160 000			
Межповерочный интервал, лет	16			
Средний срок службы, лет	30			
Гарантийный срок, лет	4		3	

Таблица 20.11. Технические характеристики счетчиков ЦЭ6822, СЕ301, ЦЭ6850М, СЕ303, СЕ304

Параметр	Значение параметра				
	ЦЭ6822	СЕ301	ЦЭ6850М	СЕ303	СЕ304
Измеряемая энергия	Активная		Активная и реактивная		
Класс точности	1	0,5S/1; 0,5S/0,5; 1/1	0,2S/0,5; 0,5S/1; 1/2	0,5S/1; 0,5S/0,5; 1/1	0,2S/0,5S; 0,5S/0,5S; 1/1
Число тарифов	4				
Номинальный (максимальный) ток, А	5 (7,5); 5 (50); 10 (100)	5 (10); 5 (60); 5 (100); 10 (100)	1 (1,5); 5 (7,5); 5 (50)	5 (10); 5 (60); 5 (100); 10 (100)	5 (10); 1 (7,5)
Номинальное фазное/линейное напряжение, В	3×220/380	57,7/100; 230/400	3×220/380; 3×57,7/100	57,7/100; 230/400	3×57,7/100; 3×230/400
Диапазон рабочих температур, °С	От – 40 до +55				

Окончание табл. 20.11

Параметр	Значение параметра				
	ЦЭ6822	СЕ301	ЦЭ6850М	СЕ303	СЕ304
Порог чувствительности, %	0,25	0,2; 0,4	0,05; 0,1; 0,25	0,2; 0,4	0,1; 0,2; 0,4
Минимальная наработка на отказ, ч	160 000		80 000	160 000	80 000
Межповерочный интервал, лет	8	16	8	16	8
Средний срок службы, лет	24	30	24	30	24
Гарантийный срок, лет	3				

Раздел 21

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПЯЖЕНИЯ

21.1. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Общие положения

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для передачи информации измерительным органам релейной защиты (РЗ) и измерительным приборам о значении, фазе и частоте тока защищаемого объекта. От достоверности получаемой информации зависит правильность действия устройств РЗ. Поэтому основным требованием к ТТ, питающим устройства РЗ, является точность трансформации контролируемого тока с погрешностями, не превышающими допустимых значений. Принцип устройства ТТ поясняют схемы, приведенные на рис. 21.1. Один из вторичных зажимов ТТ должен обязательно заземляться по условиям техники безопасности.

Трансформатор тока (рис. 21.1, а) состоит из первичной обмотки w_1 , включаемой последовательно в цепь контролируемого тока, вторичной обмотки w_2 , замкнутой на сопротивление нагрузки Z_H , состоящее из

последовательно включенных элементов РЗ или измерительных приборов, и стального магнитопровода l , с помощью которого осуществляется магнитная связь между обмотками. Первичный ток I_1 , проходящий по виткам первичной обмотки w_1 , и ток I_2 , индуцированный во вторичной обмотке w_2 , создают магнитодвижущие силы (МДС) $I_1 w_1$ и $I_2 w_2$, которые вызывают соответственно магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 , замыкающиеся по стальному магнитопроводу l . Намагничивающие силы и создаваемые ими магнитные потоки с учетом их положительных направлений, показанных на рис. 21.1, а, геометрически вычитаются, образуя результирующую МДС $I_{\text{нам}} w_1$ и результирующий магнитный поток трансформатора Φ_T :

$$\underline{I}_1 w_1 - \underline{I}_2 w_2 = \underline{I}_{\text{нам}} w_1; \quad (21.1)$$

$$\underline{\Phi}_1 - \underline{\Phi}_2 = \underline{\Phi}_T. \quad (21.1a)$$

Поток Φ_T , называемый рабочим или основным, пронизывает обе обмотки и

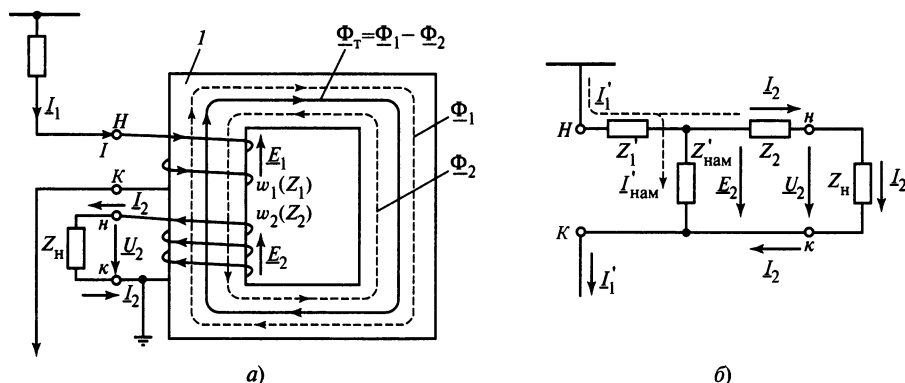


Рис. 21.1. Принцип устройства (а) и схема замещения (б) трансформатора тока

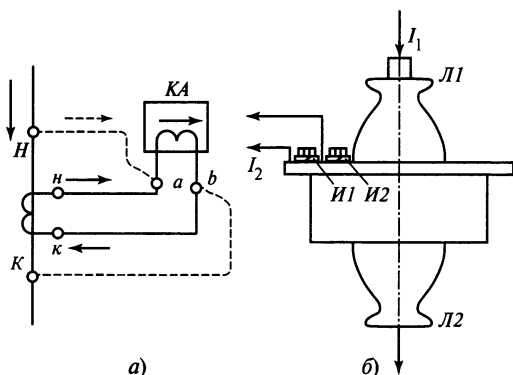


Рис. 21.2. Обозначение выводов обмоток ТТ:

a — правило маркировки выводов; *б* — обозначение выводов на ТТ

наводит во вторичной обмотке ЭДС E_2 , которая создает в замкнутой цепи вторичной обмотки ток I_2 . Поток Φ_T создает МДС $I_{\text{нам}} w_1$ и, следовательно, током $I_{\text{нам}}$. Последний является частью тока I_1 и называется намагничивающим током. Если $I_{\text{нам}} = 0$, выражение (21.1) примет вид

$$I_1 w_1 = I_2 w_2,$$

откуда

$$I_2 = I_1 \frac{w_1}{w_2} = \frac{I_1}{k_{I_B}}, \quad (21.2)$$

где $k_{I_B} = w_2/w_1$ — коэффициент трансформации, называемый витковым, в отличие от номинального¹. При отсутствии намагничивающего тока вторичный ток I_2 (расчетный ток) равен первичному току I_1 , деленному на коэффициент трансформации ТТ, равный k_{I_B} . В этом случае первичный ток полностью трансформируется во вторичную обмотку w_2 и ТТ работает идеально без потерь и погрешностей.

Обозначение выводов обмоток трансформаторов тока. При изготовлении ТТ

¹ Под номинальным коэффициентом трансформации подразумевается отношение номинального первичного тока ТТ ко вторичному: $k_I = I_{\text{ном}}/I_2$. В заводских материалах дается номинальный коэффициент трансформации. При $I_{\text{нам}} = 0$ $k_I = k_{I_B} = w_2/w_1$.

выводы первичной и вторичной обмоток условно обозначаются (маркируются) так, чтобы с помощью этих обозначений можно было определить направление вторичного тока по направлению первичного. Выводы первичной обмотки могут обозначаться произвольно: один принимается за начало H , а второй — за конец обмотки K (рис. 21.2, *а*). Маркировка же выводов вторичной обмотки выполняется по следующему правилу. При прохождении тока в первичной обмотке от начала H к концу K за начало вторичной обмотки h принимается тот ее вывод, из которого в этот момент ток вытекает в цепь нагрузки (рис. 21.2, *а*). Соответственно второй вывод вторичной обмотки принимается за конец обмотки k . При обозначении выводов вторичной обмотки по указанному выше правилу ток в обмотке реле KA , включенного во вторичную цепь ТТ, имеет такое же направление, как и в случае включения реле непосредственно в первичную цепь (рис. 21.2, *а*). Заводы-изготовители обозначают начало и конец первичной обмотки трансформаторов (линейные выводы) $L1$ и $L2$, а начало и конец вторичной обмотки (измерительные выводы) $I1$ и $I2$ (рис. 21.2, *б*).

Причины погрешности. В реальном ТТ $I_{\text{нам}} \neq 0$, как это следует из (21.1). Ток $I_{\text{нам}}$ является обязательной частью первичного тока I_1 , он образует МДС, создающую поток Φ_T , который и осуществляет трансформацию. Из выражения (21.1) вторичный ток реального ТТ

$$I_2 = (I_1 - I_{\text{нам}}) \frac{w_1}{w_2} = \frac{I_1}{k_I} - \frac{I_{\text{нам}}}{k_I}. \quad (21.3)$$

Из выражения (21.3) следует, что действительный вторичный ток I_2 отличается от расчетного (идеального) значения I_1/k_I на значение $I_{\text{нам}}/k_I$, которое вносит искажение в абсолютное значение и фазу вторичного тока. Таким образом, причиной, вызывающей погрешность в работе ТТ, является ток намагничивания $I_{\text{нам}}$.

Векторная диаграмма и виды погрешностей ТТ. Искажающее влияние тока намагничивания на вторичный ток ТТ показано на векторной диаграмме (рис. 21.3), в основу которой положена схема замещения (см. рис. 21.1, б).

В схеме замещения магнитная связь между первичной и вторичной обмотками ТТ заменена электрической, а все величины первичной стороны приведены к виткам вторичной обмотки: $I'_1 = I_1/k_f$ и

$$I'_{\text{HAM}} = I_{\text{HAM}} / k_I^*$$

За исходный при построении диаграммы принят вектор вторичного тока \underline{I}_2 , а затем строятся векторы напряжения на выходе вторичной обмотки \underline{U}_2 и \underline{E}_2 .

Вектор вторичного напряжения \underline{U}_2 равен падению напряжения в сопротивлении нагрузки $Z_n = R_n + jX_n$, т.е. $\underline{U}_2 = \underline{I}_2(R_n + jX_n)$. Он опережает \underline{I}_2 на угол φ_n . Вектор вторичной ЭДС ТТ \underline{E}_2 равен геометрической сумме напряжения \underline{U}_2 и падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки $Z_2 = R_2 + jX_2$, т.е. $\underline{E}_2 = \underline{U}_2 + \underline{I}_2(R_2 + jX_2)$, или, выразив \underline{U}_2 как падение напряжения в Z_n , получим

$$\begin{aligned}\underline{E}_2 &= \underline{I}_2(R_2 + R_H) + j\underline{I}_2(X_2 + X_H) = \\ &= \underline{I}_2(Z_2 + Z_H). \quad (21.4)\end{aligned}$$

* Ток $I'_{\text{нам}}$ имеет две составляющие: $I'_{\text{а нам}}$, которая определяет потери энергии на нагрев магнитопровода вихревыми токами, и $I'_{\text{р нам}}$, которая осуществляет намагничивание сердечника, т.е. создает поток $\Phi_{\text{т}}$. Составляющая $I'_{\text{а нам}} \ll I'_{\text{р нам}}$, поэтому углом γ можно пренебречь и считать, что вектор $I'_{\text{нам}}$ совпадает по фазе с $\Phi_{\text{т}}$ и равен $I'_{\text{р нам}}$.

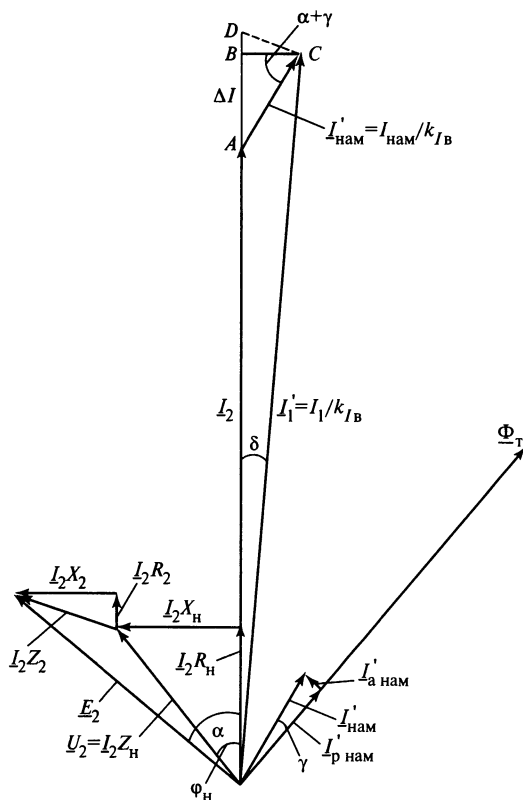


Рис. 21.3. Векторная диаграмма ТТ

Электродвижущая сила \underline{E}_2 опережает \underline{I}_2 на угол α .

С учетом условно принятых положительных направлений токов и ЭДС в схеме замещения результирующий магнитный поток ТТ Φ_T показан отстающим от создаваемой им ЭДС E , на 90° . Намагничиваю-

щий ток ТТ $I'_{\text{нам}}$, создающий поток $\Phi_{\text{т}}$, опережает последний на угол γ , обусловленный активными потерями от нагрева стали сердечника ТТ. Приведенный первичный ток \underline{I}'_1 находится как геометрическая сумма векторов вторичного тока \underline{I}_2 и тока намагничивания $\underline{I}'_{\text{нам}}$.

Векторная диаграмма наглядно показывает, что за счет тока $\underline{I}'_{\text{нам}}$ вторичный ток I_2 получается меньше приведенного первичного тока $I'_1 = I_1/k_I$ на ΔI и сдвинут относительно него по фазе на угол δ .

При рассмотрении работы РЗ учитываются три вида погрешностей ТТ: токовая, полная, угловая.

Токовая погрешность определяется величиной ΔI (отрезок AD на рис. 21.3). Она равна арифметической разности $I'_1 - I_2$ и показывает, насколько действительный ток I_2 меньше расчетного тока $I_2 = I_1/k_I$.

Угловая погрешность характеризуется углом δ , показывающим, насколько действительный вторичный ток \underline{I}_2 сдвинут по фазе относительно приведенного первичного тока \underline{I}'_1 (т.е. идеального вторичного тока I_2 и реального первичного тока).

Полная погрешность ε определяется модулем (абсолютным значением вектора $\underline{I}'_{\text{нам}}$ (отрезок AC на рис. 21.3). Эта погрешность равна геометрической разности действующих значений векторов \underline{I}'_1 , приведенной ко вторичной стороне, и \underline{I}_2 :

$$|\underline{I}'_{\text{нам}}| = |\underline{I}'_1 - \underline{I}_2|.$$

Из рассмотрения треугольника ABC (рис. 21.3) следует, что полная погрешность ($\varepsilon = I'_{\text{нам}}$) определяет и характеризует как погрешность по току, так и погрешность по углу. Угол δ очень мал, поэтому можно считать, что ΔI равна отрезку AB , а угол δ , измеряемый в радианах длиной дуги DC , приблизительно равен отрезку BC .

Это означает, что полная погрешность больше относительной токовой. С увеличением α , зависящего от угла нагрузки φ_n (угла между током \underline{I}_2 и напряжением

\underline{U}_2), ΔI растет, а угол δ уменьшается. При $\alpha + \gamma = 90^\circ$ вектор \underline{I}_2 совпадает по фазе с вектором \underline{I}'_1 и тогда погрешность по току ΔI достигает максимального значения, угловая же погрешность становится минимальной ($\delta \approx 0$).

Погрешность по току ΔI и полная погрешность $\varepsilon = |\underline{I}'_{\text{нам}}|$ выражаются в относительных единицах или процентах как отношение действующих значений этих погрешностей к действующему значению приведенного первичного тока.

Относительная токовая погрешность, %:

$$f_i = \frac{\Delta I}{I'_1} 100 = \frac{I_2 - I'_1}{I'_1} 100. \quad (21.5)$$

Относительная полная погрешность, %:

$$\varepsilon = \frac{|\underline{I}'_{\text{нам}}|}{I'_1} = \frac{|\underline{I}'_1 - \underline{I}_2|}{I'_1}. \quad (21.6)$$

Если вторичный ток несинусоидален, то ток намагничивания выражается как среднее квадратичное значение разности мгновенных значений реального и расчетного токов i_2 :

$$I'_{\text{нам}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \left(i_2 - \frac{i'_1}{k_I} \right)^2 dt}.$$

Тогда ε (%):

$$\varepsilon = \frac{100}{I'_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \left(i_2 - \frac{i'_1}{k_I} \right)^2 dt}, \quad (21.7)$$

где k_I — номинальный коэффициент трансформации ТТ.

Погрешность по углу выражается в градусах и минутах, она считается положительной, если \underline{I}_2 опережает \underline{I}'_1 , как показано на рис. 21.3. Погрешности ε , f_i и δ увеличиваются с увеличением тока намагничивания $I_{\text{нам}}$.

Токовой и угловой погрешностями пользуются при оценке работы ТТ в номинальном режиме. При коротких замыканиях в сети пользуются полной погрешностью ε (%). Токовая погрешность меньше полной [f_i (%) < ε (%)].

Исполнение и номинальные параметры ТТ. Согласно ГОСТ 7746—2001 конструктивное исполнение трансформаторов тока условно обозначается: опорный — О; проходной — П; шинный — Ш; встроенный — В; разъемный — Р; одноступенчатый —; каскадный — К.

Условное обозначение вида изоляции ТТ согласно ГОСТ 7746—2001 следующее: с фарфоровой крышкой — Ф; с твердой и воздушной изоляцией, с полимерной крышкой —; маслонаполненные — М; газонаполненные — Г; литая — Л; в пластмассовом корпусе — П.

Примечания:

1. Буквенная часть условного обозначения представляет серию; совокупность буквенного обозначения, значения номинального напряжения, категория внешней изоляции по длине пути утечки и конструктивного варианта исполнения — тип; приведенное ниже обозначение в целом — типоразмер трансформатора.

2. Для встроенных трансформаторов допускается применение упрощенного условного обозначения.

3. В стандартах на трансформаторы конкретных типов допускается в буквенную часть вводить дополнительные буквы, исключать или заменять отдельные буквы (кроме Т) для обозначения особенностей конкретного трансформатора.

Пример условного обозначения опорного трансформатора тока с литой изоляцией на номинальное напряжение 35 кВ, категории II по длине пути утечки внешней изоляции, с вторичными обмотками классов точности 0,5 (одна) и 10Р (три), на номинальный первичный ток 2000 А, номинальный вторичный ток 1 А, климати-

Условное обозначение трансформатора тока



ческого исполнения У, категории размещения 1:

ТОЛ-35-II-0,5/10P/10P/10P—2000/1У1.

Основные номинальные параметры и требования к точности ТТ приведены в табл. 21.1—21.3.

Таблица 21.1. Основные номинальные параметры трансформаторов тока (по ГОСТ 7746—2001)

Параметр	Зачение параметра
Номинальное напряжение трансформатора $U_{\text{ном}}$, кВ	0,66; 3; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Для номинального напряжения 0,66 кВ — 0,72; для напряжения 3 кВ и выше — по ГОСТ 1516.3—96
Номинальный первичный ток трансформатора $I_{1\text{ном}}$, А	1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10 000; 12 000; 14 000; 16 000; 18 000; 20 000; 25 000; 28 000; 30 000; 32 000; 35 000; 40 000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1; 2; 5
Наибольший рабочий первичный ток $I_{1\text{н.р.}}$, А	См. табл. 10 ГОСТ 7746—2001
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 1$, В · А	1; 2; 2,5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$, В · А*	3; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 50; 60; 75; 100
Класс точности трансформатора или вторичной обмотки: для измерений и учета, для защиты	0,1; 0,2; 0,2S**; 0,5; 0,5S**; 1; 3; 5; 10***; 5P; 10P
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты $K_{\text{ном}}$	От 5 до 30****
Номинальный коэффициент безопасности приборок $K_{\text{б ном}}$, вторичных обмоток для измерений	Устанавливают в стандартах на трансформаторы конкретных типов. Не устанавливают для вторичных обмоток для измерений и защиты

* Соответствующие значения номинальной вторичной нагрузки $Z_{2\text{ном}}$ (Ом), определяют по формуле $Z_{2\text{ном}} = S_{2\text{ном}} / I_{2\text{ном}}^2$.

** Классы точности 0,2S и 0,5S допускаются по согласованию между изготовителем и потребителем трансформаторов, предназначенных для коммерческого учета электроэнергии.

*** Только для встроенных трансформаторов с номинальным первичным током до 100 А.

**** По требованию потребителей в стандартах на ТТ конкретных типов допускается устанавливать другие значения.

Таблица 21.2. Предельные значения погрешностей трансформаторов тока для различных классов точности (по ГОСТ 7746—2001)

Класс точности	Первичный ток, % номинального	Предел допускаемой погрешности			Пределы вторичной нагрузки, % номинальной, при $\cos \varphi = 0,8$
		токовой, %	угловой		
			мин	10^{-2} рад	
0,1	5	$\pm 0,4$	± 15	$\pm 0,45$	25—100
	20	$\pm 0,2$	± 8	$\pm 0,24$	
	100—120	$\pm 0,1$	± 5	$\pm 0,15$	
0,2	5	$\pm 0,75$	± 30	$\pm 0,9$	
	20	$\pm 0,25$	± 15	$\pm 0,45$	
	100—120	$\pm 0,20$	± 10	$\pm 0,3$	

Окончание табл. 21.2

Класс точности	Первичный ток, % номинального	Предел допускаемой погрешности			Пределы вторичной нагрузки, % номинальной, при $\cos \varphi = 0,8$
		токовой, %	угловой		
			мин	10^{-2} рад	
0,2S	1	$\pm 0,75$	± 30	$\pm 0,9$	25—100
	5	$\pm 0,35$	± 15	$\pm 0,45$	
	20	$\pm 0,2$	± 10	$\pm 0,3$	
	100	$\pm 0,2$	± 10	$\pm 0,3$	
	120	$\pm 0,2$	± 10	$\pm 0,3$	
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	25—100
	20	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,35$	
	100—120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
0,5S	1	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	25—100
	5	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,35$	
	20	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
	100	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
	120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
1	5	$\pm 3,0$	± 180	$\pm 5,4$	25—100
	20	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	
	100—120	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 1,8$	
3	50—120	$\pm 3,0$	Не нормируется		50—100
5		$\pm 5,0$			
10		± 10			

Примечание. Погрешности ТТ не должны выходить за пределы ломаной линии, состоящей из отрезков, проведенных через точки предельных погрешностей.

Таблица 21.3. Предельные значения погрешностей трансформаторов тока класса Р

Класс точности	Пределы допускаемых погрешностей			
	при номинальном первичном токе			при токе номинальной предельной кратности
	токовая погрешность, %	угловая погрешность		
		мин	10^{-2} рад	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±3	Не нормируется		10

Методы уменьшения погрешности.

1. Увеличение первичной МДС. 2. Увеличение сечения магнитопровода, т.е. уменьшение индукции B , а следовательно, $I_{\text{нам}} w_1$. 3. Уменьшение средней длины пути потока по магнитопроводу. 4. Изготовление магнитопровода из материала с высокой относительной магнитной проницаемостью μ_r и малым углом потерь. 5. Искусственное увеличение

относительной магнитной проницаемости материала магнитопровода путем изменения положения рабочей точки на кривой намагничивания (компенсация погрешности), либо с помощью магнитного шунта, создающего подмагничивание полем рассеяния, либо за счет подмагничивания магнитопровода компенсационными обмотками. Последний метод позволяет улучшить характеристики

на участке, охватывающем диапазон токов от 10 до 120 % номинального.

Компенсационные ТТ применяются при питании обмоток измерительных приборов.

Выбор трансформаторов тока. Вторичная нагрузка ТТ — полное сопротивление внешней вторичной цепи в омах с указанием коэффициента мощности. Вторичная нагрузка может характеризоваться также полной мощностью в вольт-амперах при данном коэффициенте мощности при номинальном вторичном токе.

Номинальная вторичная нагрузка — значение вторичной нагрузки с коэффициентом мощности 0,8, при которой трансформатору гарантируется класс точности или предельная кратность.

Номинальная предельная кратность — гарантируемая ТТ предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке.

Ток термической стойкости I_T — наибольшее действующее значение тока короткого замыкания за промежутки времени t , которое трансформатор тока выдерживает в течение этого промежутка времени без нагрева токоведущих частей до температур, превышающих допустимые при токах короткого замыкания и без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе.

Термическая стойкость оценивается током односекундной или трехсекундной стойкости (I_{1T} , I_{3T}) или его отношением к номинальному току (кратность) K_{1T} , K_{3T} .

Ток электродинамической стойкости — наибольшее амплитудное значение тока короткого замыкания за все время его протекания, которое ТТ выдерживает без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе.

Электродинамическая стойкость может быть задана кратностью тока электродинамической стойкости i_y к амплитуде номинального тока $\sqrt{2} I_{ном}$:

$$K_{дин} = i_y / (\sqrt{2} I_{ном}).$$

Между токами электродинамической и термической стойкости должно выдерживаться соотношение:

$$i_y \geq 1,8 \sqrt{2} I_T.$$

Трансформаторы тока выбирают по номинальному току, номинальному напряжению, нагрузке вторичной цепи, обеспечивающей погрешность в пределах паспортного класса точности. Трансформаторы тока проверяют на внутреннюю и внешнюю электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ (табл. 21.4).

Номинальный первичный ток ТТ берется в соответствии со шкалой токов, рекомендованной ГОСТ. Если ток установки не соответствует этой шкале, то берется трансформатор с ближайшим большим током. Значительное превышение номинального первичного тока ТТ по сравнению с током установки ведет к повышению погрешности.

Если выбранный ТТ удовлетворяет условию по номинальному току, но не проходит проверку на действие токов КЗ, то необходимо либо взять ТТ на больший первичный номинальный ток, либо перейти на другой тип ТТ, имеющий более высокую стойкость к токам короткого замыкания. В первом случае увеличивается погрешность в номинальном режиме.

Допустимая нагрузка вторичной цепи трансформатора тока

$$S_{2ном} = I_{2ном}^2 Z_{2ном},$$

где $I_{2ном}$ — номинальный ток вторичной обмотки; $Z_{2ном}$ — полное допустимое сопротивление внешней цепи:

$$Z_{2ном} \approx \sum r_{приб} + r_{доп} + r_{конт};$$

$\sum r_{приб}$ — сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле; $r_{доп}$ — допустимое сопротивление соединительных проводов; $r_{конт}$ — сопротивление контактов (в расчете его обычно принимают равным 0,1 Ом).

Необходимое минимальное расчетное сечение соединительных проводов

$$s_p = \rho \frac{I_p}{r_{доп}},$$

где l_p — расчетная длина соединительных проводов; ρ — удельное сопротивление провода.

Расчетную длину соединительных проводов определяют с учетом схемы включения реле $КА$ и приборов (рис. 21.4). При схеме полной звезды $l_p = l$; при схеме неполной звезды $l_p = 1,5l$; при одном трансформаторе тока $l_p = 2l$, где l — длина провода (в один конец), соединяющего трансформатор тока и прибор. Принимаемое стандартное сечение должно быть не меньше расчетного. Минимальное сечение проводов во вторичной цепи трансформа-

тора тока равно $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых и $1,5 \text{ мм}^2$ для медных проводов.

При соединении ТТ в трехфазные группы по различным проводам протекают различные токи. Поэтому для расчета сечения соединительных проводов необходимо выбрать такой режим, при котором нагрузка на ТТ получается наибольшей.

Класс точности ТТ выбирается в зависимости от назначения. Трансформаторы, предназначенные для питания счетчиков электроэнергии, должны иметь класс точности не ниже 0,5. Допускается использование класса 1,0 при условии, что факти-

Таблица 21.4. Выбор и проверка трансформаторов тока

Проверяемая величина	Формула
Номинальный первичный ток, А	$I_{\text{ном ТТ}} \geq I_{\text{ном.у}}$
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном ТТ}} \geq U_{\text{ном.у}}$
Нагрузка вторичной обмотки, В · А	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$
Кратность односекундного (трехсекундного) тока термической стойкости	$K_T \geq \frac{\sqrt{B_k}}{I_{\text{ном ТТ}} \sqrt{t}}$
Кратность допустимого тока электродинамической стойкости	$K_{\text{дин}} \geq \frac{i_{y.p}}{\sqrt{2} I_{\text{ном ТТ}}}$
Допустимое усилие на головку изолятора трансформатора тока	$F_{\text{дин}} \geq 0,88 \cdot 10^{-2} i_{y.p}^2 l / a$

Обозначения: $I_{\text{ном ТТ}}$, $U_{\text{ном ТТ}}$ — соответственно номинальные первичный ток и напряжение трансформатора тока; $I_{\text{ном.у}}$, $U_{\text{ном.у}}$ — соответственно номинальные ток и напряжение установки; $i_{y.p}$ — ударный расчетный ток короткого замыкания; $B_k = I_{п0}^2 t_k$ — тепловой импульс короткого замыкания; $I_{п0}$ — начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания; t_k — время отключения короткого замыкания, включая постоянную времени цепи короткого замыкания; a — расстояние между осями фаз, см; l — расстояние от ТТ до ближайшего опорного изолятора; $S_{2\text{ном}}$, S_{2p} — соответственно допустимая (номинальная) и расчетная нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном (рабочем) режиме.

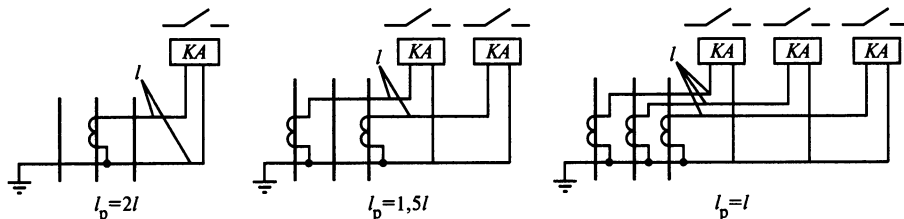


Рис. 21.4. Варианты включения реле тока $КА$ (или приборов) для определения расчетной длины соединительных проводов

ческая погрешность соответствует классу 0,5 (благодаря пониженной вторичной нагрузке). К этим трансформаторам не предъявляется требование высокой предельной кратности. Иногда даже полезно насыщение магнитопровода для уменьшения термического и электродинамического воздействия на измерительные приборы.

Трансформатор, предназначенный для систем защиты от коротких замыканий, должен иметь погрешность, обеспечивающую устойчивость работы релейной защиты. Для оценки работы ТТ в этом режиме используются кривые предельной кратности.

При заданной вторичной нагрузке Z_2 предельная кратность трансформатора должна быть выше расчетной кратности $m_{расч}$ (отношение тока короткого замыкания, при котором срабатывает защита, к номинальному току ТТ). Трансформаторы, комплектуемые для дифференциальной защиты, должны иметь одинаковую предельную кратность при сквозном токе короткого замыкания. Значение $m_{расч}$ зависит от принципа действия защиты.

Трансформаторы тока, выпускаемые в России

Трансформаторы тока подразделяются на трансформаторы тока внутренней и наружной установки. По исполнению обмоток измерительные трансформаторы тока делятся на две группы: одновитковые и многовитковые. Одновитковые наиболее просты в изготовлении, но при токах меньше 400—600 А не обеспечивают класс точности 0,5, поэтому одновитковые трансформаторы тока на меньшие токи относят к классам точности 1; 3. Одновитковые трансформаторы тока по конструкции делят на стержневые, шинные и встроенные. Стержневые трансформаторы тока изготавливают для напряжений до 35 кВ и номинальных первичных токов 40—1500 А. Это трансформаторы серии ТПОЛ. Шинные трансформаторы изготавливают для напряжений до 24 кВ и номинальных первичных токов до 40 000 А. К ним относятся

трансформаторы: ТШЛ, ТШЛП, ТЛШ, ТНШЛ, ТШВ, ТШП, ТНШ, ТШ.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для установки на вводах баковых выключателей и силовых трансформаторов напряжением 10—35 кВ и выше. Это трансформаторы типов ТВ, ТВТ.

Трансформаторы многовитковые выполняются для всей шкалы номинальных напряжений и для номинальных первичных токов до 3000 А. Наличие нескольких витков в первичной обмотке усложняет конструкцию трансформатора. Вид изоляции и конструкция обмоток трансформаторов определяются номинальным напряжением. Для напряжений 6 и 10 кВ изготавливают катушечные и петлевые трансформаторы с эпоксидной литой изоляцией типов ТЛМ, ТЛ, ТОЛ, ТОЛК, ТЛК, ТПЛ, ТПЛУ, ТПЛК. В настоящее время для трансформаторов тока внутренней установки до 35 кВ и наружной установки до 10 кВ применяют в основном литую изоляцию на основе эпоксидных смол.

Ниже приведем сведения о ТТ по группам: опорные, шинные, проходные, опорно-проходные, встроенные, для РЗ от замыканий на землю.

Опорные трансформаторы тока

Трансформаторы типов ТОП-0,66 и ТШП-0,66 выполнены в виде опорной конструкции. Трансформаторы опорные типа ТОП-0,66 на токи 1—200 А имеют многовитковую первичную обмотку, трансформаторы шинные ТШП-0,66 на токи 300—2000 А имеют первичную обмотку, выполненную в виде шины, которая поставляется по согласованию с потребителем. Шина крепится в окне трансформатора с помощью специальных шайб. Вторичная обмотка размещена на тороидальном магнитопроводе. Корпус трансформаторов выполнен из термопласта (рис. 21.5).

Трансформаторы предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам в установках переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением до 0,66 кВ включительно.

Трансформаторы классов точности 0,2; 0,5; 0,2S и 0,5S применяются в схемах учета электроэнергии для расчета с потребителями; класса точности 1,0 — в схемах измерения.

Трансформаторы изготавливаются в исполнении У или Т категории 3 по ГОСТ 15150—69 и предназначены для работы в следующих условиях:

высота над уровнем моря не более 1000 м;

температура окружающей среды: при эксплуатации — от -45°C до $+50^{\circ}\text{C}$, при транспортировании и хранении — от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$;

относительная влажность воздуха 98 % при 25°C ;

окружающая среда невзрывоопасная, соответствующая атмосфере типа II по ГОСТ 15150—69, а также не содержащая пыли, химически активных газов и паров в концентрациях, разрушающих покрытия металлов и изоляцию;

положение трансформаторов в пространстве — любое.

Технические характеристики и габаритные размеры для ТТ типов ТОП-0,66 и ТШП-0,66 представлены в табл. 21.5—21.7.

Таблица 21.5. Технические характеристики трансформаторов тока типов ТОП-0,66 и ТШП-0,66 (напряжение, частота)

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение трансформаторов $U_{\text{ном}}$, кВ	0,66
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1 или 5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50 или 60
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты, кВ	3

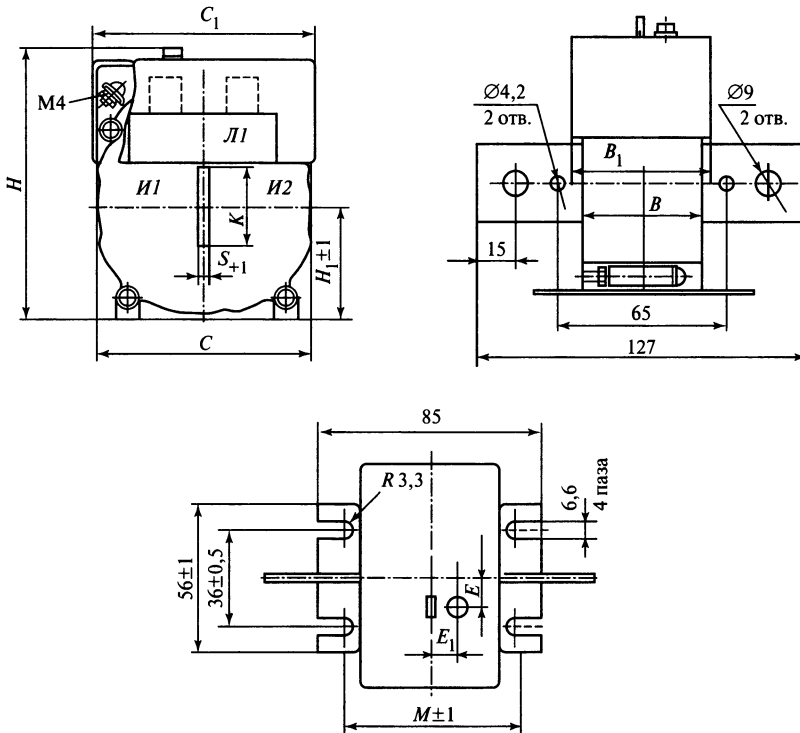


Рис. 21.5. Опорный трансформатор тока типа ТОП-0,66 на номинальные первичные токи 1—200 А

Опорные трансформаторы типа ТОЛК-6 предназначены для встраивания во взрыво-безопасные КРУ в сетях 6 кВ угольных и сланцевых шахт, опасных по наличию газа и пыли; изготавливаются в исполнении О; эксплуатируются при температуре окружа-

ющей среды от $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$; рабочее положение — любое; относительная влажность воздуха 98 % при $35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Технические характеристики ТТ типа ТОЛК-6 даны в табл. 21.8.

Таблица 21.6. Технические характеристики трансформаторов тока типов ТОП-0,66 и ТШП-0,66 (токи, нагрузка, класс точности)

Номинальный первичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка с $\cos \varphi = 0,8$, В · А	Класс точности
1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50	3 5	0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5; 1 0,5; 1
75; 80; 100; 150; 200	3 5 10	0,2S; 0,5S; 0,2 0,5; 1 1
300; 400	5 10	0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5; 1 0,5; 1
500; 600; 750; 800	5 10	0,2S; 0,5S; 0,2 0,5; 1
1000; 1200; 1500	3 10	0,2S; 0,5S; 0,2 0,5; 1

Таблица 21.7. Габаритные размеры трансформаторов тока типов ТОП-0,66 и ТШП-0,66

Тип трансформатора	Номинальный первичный ток, А	Размеры, мм									Размеры шин, мм		Максимальная масса, кг	
		C	C ₁	B	B ₁	H	H ₁	E	E ₁	M	K	S	без шины	с шиной
ТОП-0,66 (см. рис. 21.5)	1—200	81	86	46	53	107	43	11,25	10	65	30	3	—	0,75
ТШП-0,66	300—400	76	83	40	47	103						6	0,6	0,8
	500—800	105	108	44	51	131	54	—	10	58	50	8	0,75	1,3
	1000; 1200	99	106	35	41	188	82				80	10	0,9	2,2
	1500; 2000										100			2,5

Таблица 21.8. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТОЛК-6

Параметр	Значение параметра при номинальном первичном токе, А							
	50	80	100	150	200	300	400	600
Номинальное напряжение, кВ	6							
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2							
Номинальная частота, Гц	50 или 60							
Номинальный вторичный ток, А	5							
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А	30							
Класс точности	1; 10P							
Предельная кратность тока при нагрузке 15 В · А, не менее	8							
Номинальное напряжение питания дополнительной обмотки, В	100 ± 20							

Окончание табл. 21.8

Параметр	Значение параметра при номинальном первичном токе, А							
	50	80	100	150	200	300	400	600
Ток электродинамической стойкости, кА	17,6	26						
Номинальная предельная кратность тока	5,5							
Односекундный ток термической стойкости, кА, не менее	3,6	5,6	10					
Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	21							
Масса, кг	10,5 ± 1							

Опорные трансформаторы тока типа ТОЛК-10 предназначены для комплектации рудничных КРУ на напряжение 10 кВ для подземных сетей калийных рудников; изготавливаются в климатическом исполнении О; эксплуатируются при температуре воз-

духа от -10 °С до +45 °С; по остальным данным они аналогичны трансформаторам ТОЛК-6. Технические характеристики ТТ типа ТОЛК-10 даны в табл. 21.9, а общий вид — на рис. 21.6.

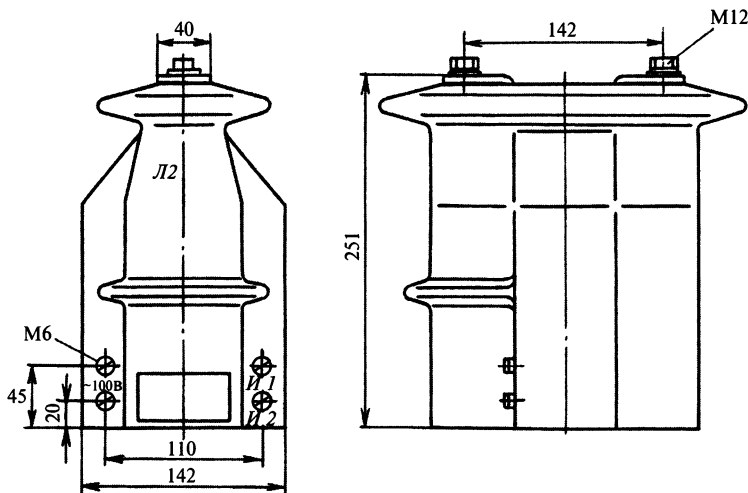


Рис. 21.6. Опорный трансформатор тока типа ТОЛК-10 (общий вид)

Таблица 21.9. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТОЛК-10

Параметр	Значение параметра при номинальном первичном токе, А							
	50	80	100	150	200	300	400	600
Номинальное напряжение, кВ	10							
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12							
Номинальная частота, Гц	50							
Односекундный ток термической стойкости, кА	3,6	5,6	10					
Номинальный вторичный ток, А	5							
Номинальное напряжение питания обмотки для проверки функционирования защиты, В	100 ± 20							

Окончание табл. 21.9

Параметр	Значение параметра при номинальном первичном токе, А							
	50	80	100	150	200	300	400	600
Класс точности вторичной обмотки	5Р и 1							
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А	30							
Номинальная предельная кратность тока, не менее	5,5							
Предельная кратность тока при нагрузке 15 В · А, не менее	8							
Ток электродинамической стойкости, кА	25							
Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	32							
Масса, кг	12 ± 1							

Опорные трансформаторы тока типа ТОЛ-10 изготавливаются в климатическом исполнении УТ и ХЛ; эксплуатируются в закрытых помещениях при температуре окружающей среды с учетом перегрева воздуха внутри комплектного

распределительного устройства (КРУ) от –45 °С до +55 °С (УТ) и от –60 °С до +50 °С (ХЛ); по остальным данным они аналогичны трансформаторам ТОЛК-6. Технические характеристики ТТ типа ТОЛ-10 даны в табл. 21.10.

Таблица 21.10. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТОЛ-10

Параметр	Значение параметра при номинальном первичном токе, А							
	50	100	150	200	300; 400	600; 800	1000; 1500	
Номинальное напряжение, кВ	10 или 11							
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12							
Номинальная частота, Гц	50 или 60							
Номинальный вторичный ток, А	5							
Номинальная вторичная нагрузка обмотки, В · А:								
для измерений	10							
для защиты	15							
Класс точности вторичной обмотки:								
для измерений	0,2S 0,5S 0,5							
для защиты	10P							
Номинальная предельная кратность тока вторичной обмотки для защиты, не менее	10							
Ток электродинамической стойкости, кА	17,6	52			100			
Трехсекундный ток термической стойкости, кА, не менее	2,45	4,85	6,25	8,75	16	20	31,5	
Односекундный ток термической стойкости, кА, не менее	4,9	9,7	12,5	17,5	31,5			
Габаритные размеры, мм	260×224×180							
Испытательное напряжение, кВ:								
одноминутное промышленной частоты	20							
грозового импульса	75							
Масса, кг	25							

Опорные трансформаторы тока типа ТОЛ-10-1 предназначены для внутренней и наружной установки [КРУ, КРУН (комплектные распределительные устройства наружной установки) и КСО (камеры стационарные одностороннего обслуживания)] на 10 кВ; изготавливаются в исполнении У и Т и эксплуатируются при температуре окружающего воздуха от -45°C до $+50^{\circ}\text{C}$

(У2) и от -10°C до $+55^{\circ}\text{C}$ (Т2); относительная влажность воздуха не более 100 % при 25°C (У) и 35°C (Т); по остальным данным они аналогичны трансформаторам ТОЛ-10. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТОЛ-10-1 даны в табл. 21.11 и 21.12, а общий вид — на рис. 21.7.

Таблица 21.11. Технические характеристики опорных трансформаторов тока типа ТОЛ-10-1 (массогабаритные данные)

Тип трансформатора	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	$B, \text{мм}$	$H, \text{мм}$	Масса, кг
ТОЛ 10-1-1	5—800	40	224	19 ± 1
	1000—1500	60		
ТОЛ 10-1-2	5—800	40		
	1000—1500	60		
ТОЛ 10-1-3	30; 40; 50; 75; 80; 100; 150	40	234	20 ± 1
ТОЛ 10-1-4				
ТОЛ 10-1-5	100; 150; 200	40	234	20 ± 1
ТОЛ 10-1-6				

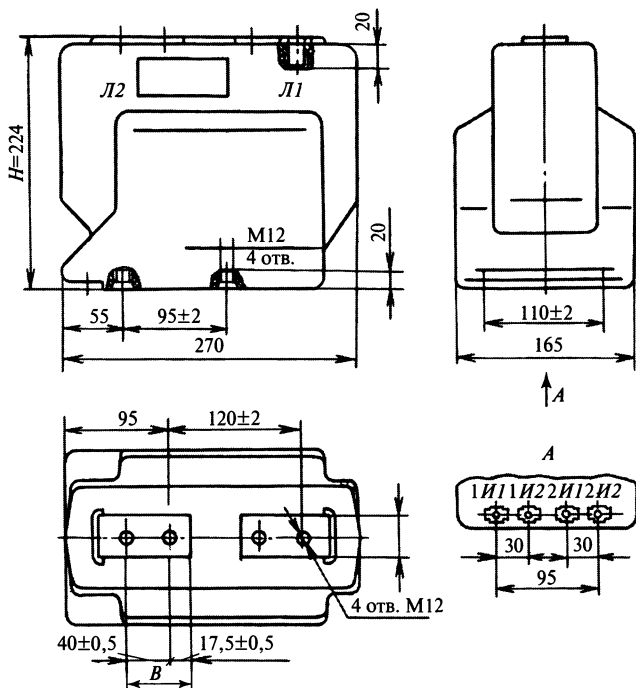


Рис. 21.7. Опорный трансформатор тока типа ТОЛ-10-1

Таблица 21.12. Технические характеристики опорных трансформаторов тока типа ТОЛ-10-1

Параметр	Значения параметра для номера конструктивного исполнения				
	1 или 2	3 или 4	5 или 6	10 или 11	12
Номинальное напряжение, кВ	10 или 11	10 или 11	10 или 11	10 или 11	12
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12	12	12	12
Номинальная частота тока, Гц	50; 60	50; 60	50; 60	50; 60	50; 60
Номинальный первичный ток, А	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500	30; 40; 50; 75; 80; 100; 150	100; 150; 200		
Номинальный вторичный ток, А	5	5	5	5	5
Число вторичных обмоток	2	2	2	2	2
Класс точности: вторичной обмотки для измерений вторичной обмотки для защиты	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1 10P	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1 10P	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1 10P	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1 10P	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1 10P
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А: вторичной обмотки для измерений вторичной обмотки для защиты	10 15	10 15	10 15	10 15	10 15
Номинальная предельная кратность тока вторичной обмотки для защиты, не менее	10	10	10	10	10
Односекундный ток термической стойкости, кА, при номинальном первичном токе, А:	5 10 15 20 30 40 50 75	0,4 0,78 1,2 1,56 2,5 3,0 5 5,85	— — — — 3,2 4,3 8 20	— — — — — — — —	— — — — — — — —

80	6,23			20	—
100	10			20	31,5
150	12,5			20	31,5
200	20			—	31,5
300—400	31,5			—	—
500—1500	40			—	—
Номинальный первичный ток, А	Трехсекундный ток термической стойкости, кА	Ток электро- динамической стойкости, кА	Трехсекундный ток термической стойкости, кА	Ток электро- динамической стойкости, кА	Ток электро- динамической стойкости, кА
5	0,23	1,0	—	—	—
10	0,45	1,97	—	—	—
15	0,68	3,0	—	—	—
20	0,9	3,93	—	—	—
30	1,45	6,25	1,9	8	—
40	1,8	7,56	2,5	10	—
50	2,5	12,8	4,6	20	—
75	3,38	14,7	11,6	51	—
80	3,6	15,7	11,6	51	—
100	5,5	25,5	11,6	51	—
150	7	31,8	11,6	51	80
200	10	51	—	—	—
300—400	16	81	—	—	—
500—1500	40	102	—	—	—
Испытательное напряжение, кВ:					
одноминутное промышленной частоты					42
грозового импульса					75

Опорные трансформаторы тока типа ТЛК-35 предназначены для встраивания в шкафы КРУ, в том числе применяемые в электрических установках для питания электрических печей металлургических предприятий, а также экскаваторных КРУ; изготавливаются в климатическом исполнении УХЛ и эксплуатируются при тем-

пературе воздуха от -60°C до $+55^{\circ}\text{C}$, относительной влажности воздуха не более 98 % при 25°C ; по остальным данным они аналогичны ТОЛ-10-1. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЛК-35 даны в табл. 21.13, а общий вид — на рис. 21.8 (для ТТ с номинальным первичным током от 200 до 1500 А).

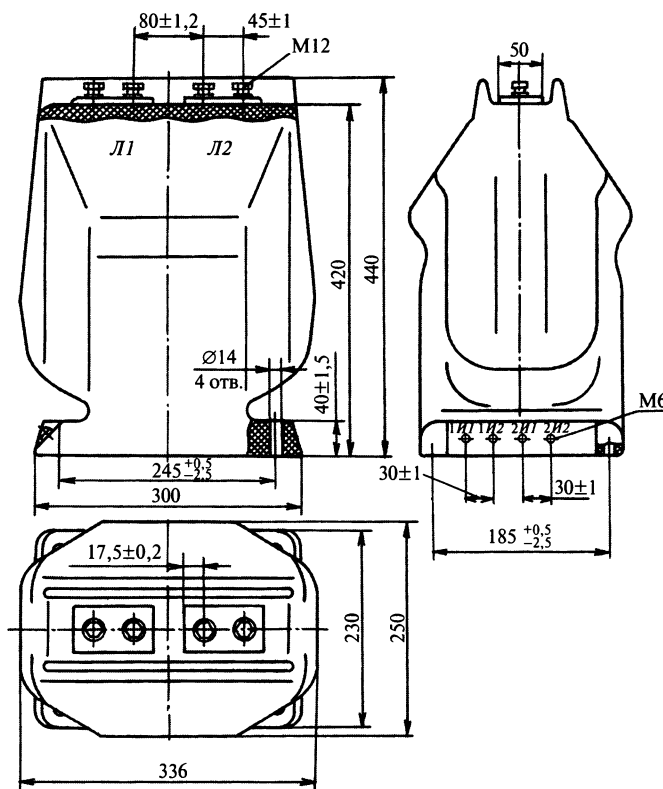


Рис. 21.8. Общий вид трансформатора тока типа ТЛК-35

Таблица 21.13. Технические характеристики опорных трансформаторов тока типа ТЛК-35

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000
Число вторичных обмоток:	
для измерений	1
для защиты	1

Параметр	Значение параметра
Класс точности при номинальном первичном токе:	
обмотки для измерений:	
от 200 до 1000 А	0,2S; 0,5S; 0,5; 1
1500, 2000, 3000 А	0,2S; 0,5S; 0,5
обмотки для защиты:	
от 200 до 1500 А	10P
2000 А	5P
3000 А	10P
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А, при номинальном первичном токе:	
обмотки для измерений:	
от 200 до 800 А в классе точности 0,2S	10
от 200 до 800 А в классе точности 0,5S	20
1000; 1500 А (в классе точности 0,2S, 0,5S)	20
2000, 3000 А в классе точности 0,5	15
обмотки для защиты:	
от 200 до 1000, 2000, 3000 А	15
1500 А	30
Номинальная предельная кратность тока обмотки для защиты при номинальном первичном токе:	
от 200 до 1500, 3000 А в классе точности 10P	10
2000 А в классе точности 5P	12
3000 А в классе точности 0,5S	8
Трехсекундный ток термической стойкости, кА, не менее, при номинальном первичном токе:	
от 200 до 1000 А	31,5
1500, 2000 А	50
3000 А	100
Ток электродинамической стойкости, кА, при номинальном первичном токе:	
от 200 до 1000 А	80
1500, 2000 А	125
3000 А	250
Масса, кг, при номинальном первичном токе:	
200—1500 А	50 _{+2,5}
2000, 3000 А	70 ₋₃
Испытательное напряжение, кВ:	
одноминутное промышленной частоты	95
грозового импульса	220

Трансформаторы тока типа ТОЛ-35-У1, ТОЛ-35-Т1 предназначены для наружной установки в открытых распределительных устройствах (РУ); изготавливаются в кли-

матических исполнениях УХЛ1 и Т1. Технические характеристики ТОЛ-35-У1, ТОЛ-35-Т1 даны в табл. 21.14, а общий вид и габаритные размеры — на рис. 21.9.

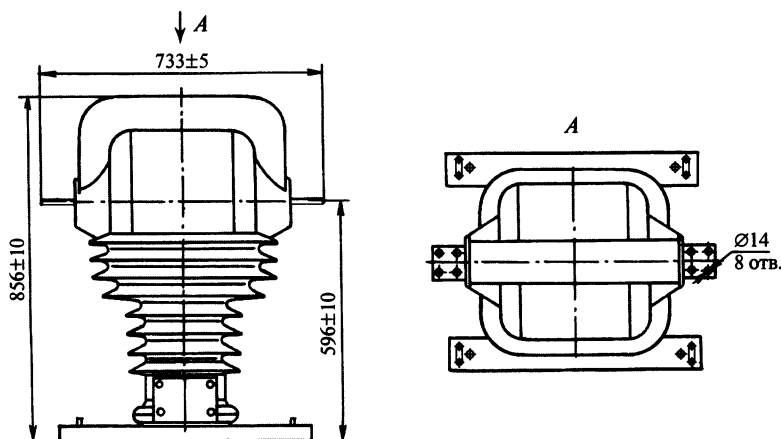


Рис. 21.9. Опорный трансформатор тока типа ТОЛ-35 на номинальные первичные токи 15—800 А

Таблица 21.14. Технические характеристики опорных трансформаторов тока типа ТОЛ-35-У1, ТОЛ-35-Т1

Параметр	Значение параметра для исполнения трансформатора	
	II	III
Номинальный первичный ток, А	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	500; 1000; 2000; 3000
Номинальный вторичный ток, А	5	5 или 1
Число вторичных обмоток:		
для измерений	1	
для защиты	2	
Класс точности вторичной обмотки:		
для измерений	0,2S; 0,5S	
для защиты	10P/10P	10P/10P
Номинальная нагрузка вторичной обмотки при $\cos \varphi = 0,8$, В · А:		
для измерений	30	
для защиты	30	50
Номинальная предельная кратность тока обмоток для защиты	20	
Коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений, не более	5	
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	0,7—55	49—57

Окончание табл. 21.14

Параметр	Значение параметра для исполнения трансформатора	
	II	III
Ток электродинамической стойкости, кА	3—141	125—145
Испытательное напряжение, кВ:		
одноминутное промышленной частоты	95	
грозового импульса	190	

Шинные трансформаторы тока

Шинные трансформаторы тока типа ТНШ-0,66 предназначены для передачи сигнала устройствам защиты и управления в электроустановках напряжением до 0,66 кВ, частоты 50 Гц. Трансформаторы изготавливаются в исполнении У или Т категории размещения 3 по ГОСТ 15150—69 и предназначены для работы в следующих условиях:

высота над уровнем моря не более 1000 м;
температура окружающей среды: при эксплуатации — от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ для исполнения У и от -10°C до $+55^{\circ}\text{C}$ для исполнения Т;

относительная влажность воздуха 80 % при температуре 25°C без конденсации и влаги;

окружающая среда невзрывоопасная, соответствующая атмосфере типа II по ГОСТ 15150—69, а также не содержащая

пыли, химически активных газов и паров в концентрациях, разрушающих покрытия металлов и изоляцию;

рабочее положение — вертикальное.

Технические характеристики ТТ типа ТНШ-0,66 приведены в табл. 21.15.

Шинный трансформатор тока типа ТНШЛ-0,66 предназначен для встраивания в комплектные распределительные устройства (КРУ) и служит для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам или устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением до 0,66 кВ включительно.

Трансформаторы выпускаются на токи 600—2000 А в корпусах из труднотгорючих самозатухающих пластмасс.

Трансформаторы изготавливаются в исполнении У и Т категории размещения 2

Таблица 21.15. Технические характеристики шинных трансформаторов тока типа ТНШ-0,66

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,8
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная частота переменного тока, Гц	50 или 60
Номинальный первичный ток, А	15 000, 25 000
Класс точности	10Р
Номинальная вторичная нагрузка при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$, В · А	50
Кратность трехсекундного тока термической стойкости	2,2
Номинальная предельная кратность	2

по ГОСТ 15150—69 для работы в следующих условиях:

высота над уровнем моря не более 1000 м;
температура окружающей среды: при эксплуатации — от -45°C до $+50^{\circ}\text{C}$, при транспортировании и хранении — от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$;

относительная влажность воздуха 100 % при температуре 25°C ;

окружающая среда невзрывоопасная, соответствующая атмосфере типа II по

ГОСТ 15150—69, а также не содержащая пыли, химически активных газов и паров в концентрациях, разрушающих покрытие металлов и изоляцию;

положение трансформаторов в пространстве: на токи 600—5000 А — любое, на токи 8000—10 000 А — вертикальное.

Технические характеристики ТТ типа ТНШЛ-0,66 приведены в табл. 21.16, а общий вид — на рис. 21.10.

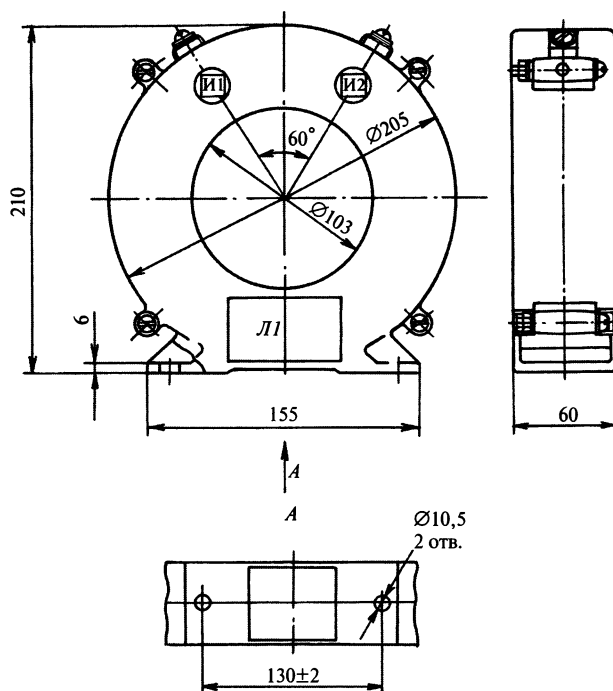


Рис. 21.10. Трансформатор тока типа ТНШЛ-0,66 на токи 600—2000 А

Таблица 21.16. Технические характеристики шинного трансформатора тока типа ТНШЛ-0,66

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,8
Номинальная частота, Гц	50 или 60
Номинальный первичный ток, А	600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 8000; 10 000

Окончание табл. 21.16

Параметр	Значение параметра
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, В · А	20
Класс точности для номинального первичного тока, А:	
600	0,5; 10P
800 — 2000	0,5S; 0,5; 10P
3000 — 5000	0,2S; 0,5S; 0,5; 10P
8000 — 10 000	3
Кратность трехсекундного тока термической стойкости для первичных токов, А:	
600 — 2000	25
3000 — 10 000	75
Номинальная предельная кратность для первичных токов, А:	
600	6
800	7
1000	10
1500—3000	11
4000—5000	12
8000—10 000	2
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты вторичной обмотки, кВ:	
для исполнения У2	3
для исполнения Т	3,3

Трансформаторы тока типа ТШЛ-0,66, ТШЛ-0,66-1 предназначены для встраивания в комплектные трансформаторные подстанции и служат для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и

управления. Трансформаторы изготавливаются в исполнении У или Т категории размещения 3 по ГОСТ 15150—69.

Технические характеристики этих трансформаторов тока представлены в табл. 21.17.

Таблица 21.17. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТШЛ-0,66

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Номинальный первичный ток, А	2000; 3000; 4000; 5000
Номинальный вторичный ток, А	1 или 5
Номинальная частота, Гц	50 или 60*
Класс точности	0,5S; 0,5; 10P

Окончание табл. 21.17

Параметр	Значение параметра
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А	15
Кратность односекундного тока термической стойкости для первичных токов, А:	
2000	60
3000, 4000, 5000	40
Номинальная предельная кратность:	
при междуфазном расстоянии 140 мм (для трансформаторов на 2000, 3000 А) и 750 мм (для трансформаторов на 4000, 5000 А)	8
при междуфазном расстоянии 140 мм (для трансформаторов на 4000, 5000 А)	4
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты вторичной обмотки, кВ:	
для исполнения УЗ	3
для исполнения ТЗ	3,3

* Для поставок на экспорт.

Шинные трансформаторы тока типа ТШЛ-10 предназначены для питания цепей защиты и управления, для изолирования цепей вторичного тока от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Трансформаторы применяются для встраивания в закрытые шинопроводы (ТШЛ-10, ТШЛП-10) и комплектные распределительные устройства (ТШЛК-10, ТШЛПК-10).

Трансформаторы предназначены для работы в следующих условиях:

климатическое исполнение УТ категории размещения 3 по ГОСТ 15150—69;

при верхнем значении рабочей температуры воздуха с учетом повышения температуры воздуха внутри КРУ или в шинопроводе 70 °С;

высота установки над уровнем моря не более 1000 м;

окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная токопроводящей пылью;

рабочее положение в пространстве — любое.

Обязательно соединение шины с контактом трансформатора, имеющим маркировку Ш.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТШЛ-10 представлены в табл. 21.18.

Шинные трансформаторы тока типа ТЛШ-10 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжений от 10 кВ включительно.

Трансформаторы предназначены для встраивания в распределительные устройства и токопроводы.

Трансформаторы изготовлены в климатическом исполнении У или Т категории размещения 3 по ГОСТ 15150—69 для работы в следующих условиях:

температура окружающего воздуха — от –45 °С до +55 °С для исполнения У и от –10 °С до +60 °С для исполнения Т;

Таблица 21.18. Технические характеристики шинных трансформаторов тока типа ТШЛ-10

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10 или 11*
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота переменного тока, Гц	50 или 60*
Номинальный первичный ток, А:	
ТШЛП-10	1000; 2000
ТШЛ-10	2000; 3000; 4000; 5000
Номинальный первичный ток, А:	
ТШЛПК-10	1000; 2000
ТШЛК-10	2000; 3000; 4000; 5000
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток	2
Номинальный класс точности:	
обмотка для измерений	0,5; 0,5S; 0,2; 0,2S
обмотка для защиты	10P
Номинальная вторичная нагрузка обмотки с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, В · А:	
обмотка для измерений	20
обмотка для защиты	30
Кратность трехсекундного тока термической стойкости	35
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты	25
Испытательное напряжение, кВ:	
одноминутное промышленной частоты	42
грозового импульса	75

* Только для поставок на экспорт.

относительная влажность воздуха 98 % при температуре 25 °С;

окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая пыли, химически активных газов и паров в концентрациях, разрушающих покрытия металлов и изоляцию (атмосфера типа II по ГОСТ 15150—69);

отсутствие непосредственного воздействия солнечной радиации и прямого попадания воды;

положение трансформатора в пространстве — любое;

группа условий эксплуатации в части воздействия механических факторов внешней среды — М7 по ГОСТ 17516.1—90.

Обязательно соединение шины с контактом экрана трансформатора, имеющим маркировку Ш.

Технические характеристики ТТ типа ТЛШ-10 приведены в табл. 21.19.

Таблица 21.19. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЛШ-10

Параметр	Значение параметра при номинальном первичном токе, А					
	1000	1500	2000	3000	4000	5000
Номинальное напряжение, кВ	10 или 11*					
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12					
Номинальная частота, Гц	50 или 60*					
Номинальный вторичный ток, А	5					
Число вторичных обмоток	2					
Номинальный класс точности вторичной обмотки:						
для измерений	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S				—	
для защиты	10P				5P; 10P	
Номинальная нагрузка вторичной обмотки при cos φ = 0,8, В • А:						
для измерений:						
в классе 0,2; 0,2S	20				15	
в классе 0,5; 0,5S	20 или 30					
для защиты:						
в классе 5P	20					
в классе 10P	30					
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты, не менее						
в классе 5P	—				10	—
в классе 10P	8	11	15,7	10,5	18	
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	31,5				140	175
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений для классов точности 0,2; 0,5; 0,2S; 0,5S, не более	11	14	16	19	14	
Испытательное напряжение, кВ:						
одноминутное промышленной частоты					42	
грозового импульса					75	

* Только для поставок на экспорт.

Шинный трансформатор тока ТШЛ-20-1 предназначен для встраивания в токопроводы на номинальное напряжение до 20 кВ и является комплектующим изделием. Трансформатор предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования

цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока.

Исполнение — УХЛ и Т категории размещения 2 по ГОСТ 15150—69.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТШЛ-20 приведены в табл. 21.20.

Таблица 21.20. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТШЛ-20

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	20
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24
Номинальная частота переменного тока, Гц	50, 60 (на экспорт)
Номинальный первичный ток, А	6000; 8000; 10 000; 12 000
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток	2
Класс точности вторичной обмотки:	
для измерений	0,2S; 0,5S; 0,5; 0,2
для защиты	5P или 10P
Номинальная вторичная нагрузка при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$ вторичных обмоток для измерений и защиты, В · А	30
Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты, не менее, при номинальном первичном токе, А:	
6000	20
8000	20
10 000	20
12 000	16
Испытательное напряжение, кВ:	
одноминутное промышленной частоты	65
грозового импульса	125

Проходные трансформаторы тока

Проходные трансформаторы тока типа ТПОЛ-10УЗ и ТПОЛ-10ТЗ применяются для питания цепей измерения силы тока, мощности и энергии, для питания цепей защиты и автоматики, для изолирования цепей вторичной коммутации от высокого напряжения в электроустановках переменного тока напряжением 10 кВ.

Проходные трансформаторы тока типа ТПОЛ-10УЗ предназначены для эксплуатации в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности воздуха 98 % при 25°C ; ТПОЛ-10ТЗ —

в условиях тропического климата при температуре от -10°C до $+45^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности воздуха 98 % при 35°C . Допускается превышение температуры воздуха в КРУ не более 10°C относительно температуры окружающей среде.

Трансформаторы на номинальный ток от 20 до 200 А включительно должны устанавливаться на панель из электроизоляционного материала.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТПОЛ-10 даны в табл. 21.21, габаритные размеры — в табл. 21.22, а общий вид представлен на рис. 21.11.

Таблица 21.21. Технические характеристики проходных трансформаторов тока типа ТПОЛ-10

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10 или 11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный первичный ток, А	20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000

Окончание табл. 21.21

Параметр	Значение параметра
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная частота, Гц	50 или 60
Количество вторичных обмоток	2 или 3
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А:	
обмотки для измерений	10
обмотки для защиты	15
Класс точности вторичной обмотки:	
для измерений	0,2S; 0,5S; 0,5; 1
для защиты	10P
Номинальная предельная кратность тока обмотки для защиты при номинальном первичном токе, А:	
20 — 400	10
600	16
800	20
1000	16
1500	23
2000	19
Кратность трехсекундного тока термической стойкости при номинальном первичном токе, А:	
20, 30	38
40, 100, 150, 300, 400	45
50, 75, 80, 200	40
600, 800	32
1000, 1500	27
2000	20
Кратность тока электродинамической стойкости при номинальном первичном токе, А:	
20, 30	96
40, 100, 150, 300, 400	114
50, 75, 80, 200	102
600, 800	81,5
1000	68,7
1500	66,7
2000	57
Испытательное напряжение, кВ:	
одноминутное промышленной частоты	42
грозового импульса	75
Масса, кг	20

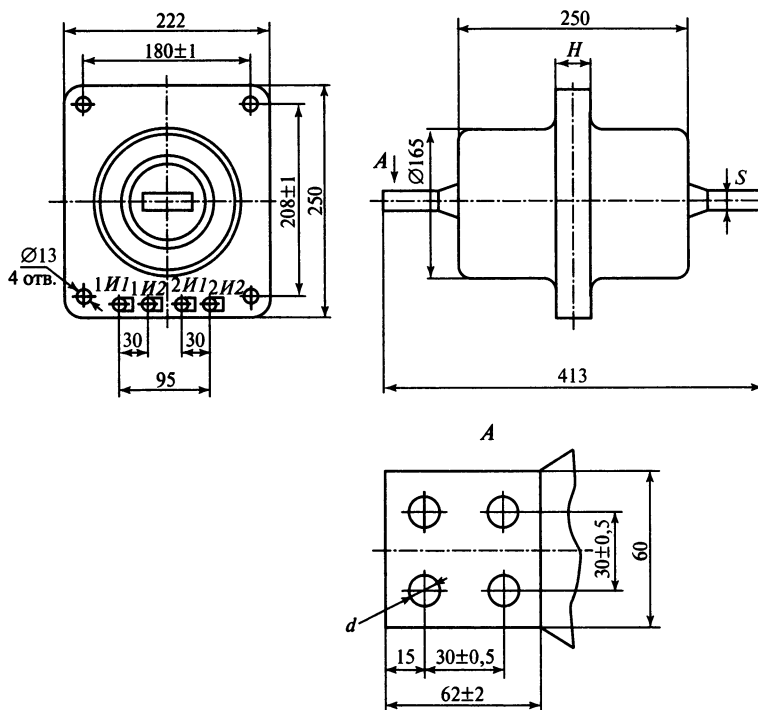


Рис. 21.11. Проходной трансформатор тока типа ТПОЛ-10

Таблица 21.22. Габаритные размеры проходных трансформаторов тока типа ТПОЛ-10

Тип трансформатора тока	Номинальный первичный ток, А	S, мм	d, мм	H, мм
ТПОЛ-10	300; 400; 600	5 или 6,5	9	32
	800	9,5	11	
	1000	11,5	11	
	1500	18	13	
	20—200	6	11	40
ТПОЛ 10-1	300—1000; 1500	—	—	32
ТПОЛ-10-3	20—200	6	11	40
	300; 400; 600	5; 6,5	9	70
	800	9,5	11	
	1000	11,5	11	
	1500	18	13	

Проходные трансформаторы тока типа ТПЛ-10-М выпущены взамен трансформаторов тока типа ТПЛ-10, снятых с производства; изготавливаются в исполнении У

и Т; эксплуатируются в условиях:
 высота над уровнем моря не более 1000 м;
 температура окружающей среды с учетом перегрева воздуха внутри КРУ +50 °С;

относительная влажность воздуха 98 % при температуре 25 °С для исполнения У и при 35 °С для исполнения Т;

рабочее положение трансформатора в пространстве — любое.

Трансформатор предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных устройствах внутренней установки переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТПЛ-10-М даны в табл. 21.23.

Проходные трансформаторы тока типа ТПЛ-20, ТПЛ-35 предназначены для установки в КРУ; изготавливаются в исполнении У и Т; эксплуатируются в следующих условиях:

температура окружающей среды от –60 °С до +55 °С (УХЛ) и от –10 °С до +55 °С (Т);

рабочее положение трансформатора в пространстве — любое.

Характеристики проходных трансформаторов тока типов ТПЛ-20, ТПЛ-35 приведены в табл. 21.24, 21.25 и 21.25а, общий вид трансформатора тока типа ТПЛ-20 представлен на рис. 21.12.

Таблица 21.23. Технические характеристики проходных трансформаторов тока типа ТПЛ-10-М

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10, 11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50, 60
Номинальный первичный ток, А	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 85; 100; 150; 200; 300; 400
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество вторичных обмоток	2
Класс точности вторичной обмотки:	
для измерений	0,2S; 0,5S; 0,5
для релейной защиты	10P
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А:	
обмотки для измерений	10
обмотки для защиты	15
Номинальная предельная кратность тока вторичной обмотки для защиты, не менее	13
Кратность трехсекундного тока термической стойкости при номинальном первичном токе, А:	
от 5 до 300	60
400	45
Кратность тока электродинамической стойкости при номинальном первичном токе, А:	
от 5 до 300	265
400	200
Масса, кг	30

Таблица 21.24. Технические характеристики проходных трансформаторов тока типов ТПЛ-20 и ТПЛ-35

Параметр	Значение параметра	
	ТПЛ-20	ТПЛ-35
Номинальное напряжение, кВ	20	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24	40,5
Номинальный первичный ток, А:	300; 400; 600; 800; 1000; 1500	
Номинальный вторичный ток, А	5	
Номинальная частота, Гц	50, 60	
Количество вторичных обмоток	2	
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А:		
обмотки для измерений	20	
обмотки для защиты	20	
Класс точности вторичной обмотки:		
для измерения при номинальном первичном токе, А:		
300	0,2S; 0,5S; 1	
400	0,2S; 0,5S; 0,5; 1	
600—1500	0,2S; 0,5S; 0,5	
для релейной защиты	10P	
Номинальная предельная кратность тока обмотки для защиты при номинальном первичном токе, А:		
300, 400	13	
600	18	
800, 1000	24	
1500	26	
Трехсекундный ток термической стойкости, кА, при номинальном первичном токе, А:		
300, 400	16	
600	24	
800	32	
1000	40	
1500	60	52
Ток электродинамической стойкости, кА, при номинальном первичном токе, А:		
300, 400	69	
600	103	
800, 1000, 1500	120	
Испытательное напряжение, кВ:		
одноминутное промышленной частоты	65	95
грозового импульса	125	220

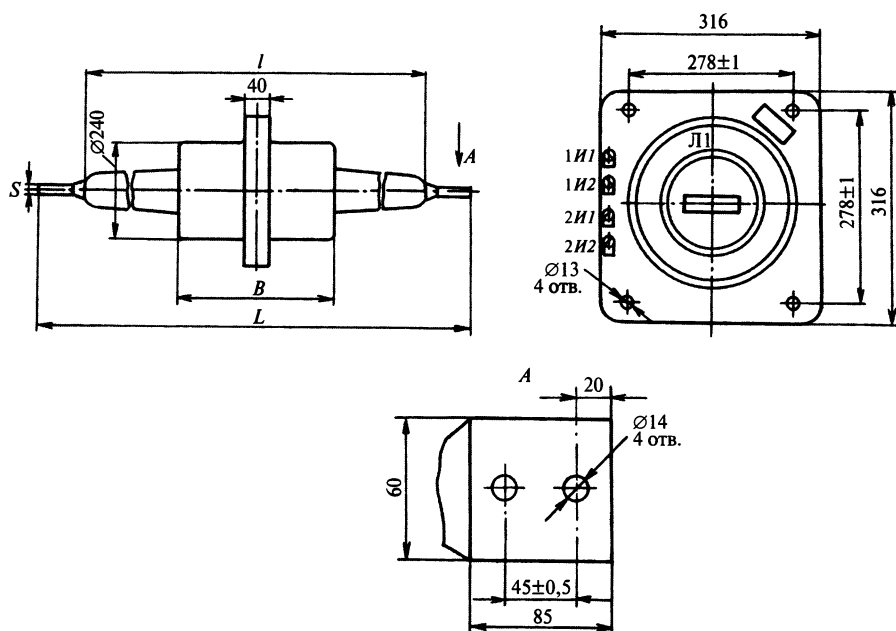


Рис. 21.12. Проходной трансформатор тока типа ТПЛ-20

Таблица 21.25. Габаритные размеры проходных трансформаторов тока типов ТПЛ-20 и ТПЛ-35

Номинальный первичный ток, А	S, мм	Масса, кг	
		ТПЛ-20	ТПЛ-35
300, 400, 600	6,5	45	60
800	9,5	45	60
1000	11,5	45	60
1500	18	47	62

Таблица 21.25а. Габаритные размеры трансформаторов тока типов ТПЛ-20 и ТПЛ-35

Тип ТТ	Размеры, мм		
	L	l	B
ТПЛ-20	770	540	240
ТПЛ-35	990	760	410

Опорно-проходные трансформаторы тока

Опорно-проходной трансформатор тока типа ТЛ-10 предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и/или устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока частотой 50, 60 Гц с номинальным напряжением до 11 кВ.

Трансформатор предназначен для встраивания в комплектные распределительные устройства. Трансформаторы изготавливаются в исполнениях У и Т; эксплуатируются при температуре окружающего воздуха (с учетом перегрева внутри шкафа КРУ) от -45°C до $+55^{\circ}\text{C}$ (У) и от -45°C до $+60^{\circ}\text{C}$ (Т). Технические характеристики опорно-проходных трансформаторов тока типа ТЛ-10 даны в табл. 21.26.

Таблица 21.26. Технические характеристики опорно-проходных трансформаторов тока типа ТЛ-10

Параметр	Значения параметра при номинальном первичном токе, А										
	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500	3000
Номинальное напряжение, кВ	10; 11										
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12										
Номинальная частота тока, Гц	50; 60										
Номинальный вторичный ток, А	5					2,5*; 5		5			2,5; 5
Исполнение вторичных обмоток	0,5/10P										
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В · А, для обмоток класса:											
	0,5										
	10P	15				10			15	30	20
Класс точности обмоток:											
	0,2S; 0,5S; 0,5										
для измерения	10P										
для релейной защиты											
Масса, кг, для тока:											
до 31,5 кА	45 ± 2				41 ± 2				53 ± 2		
до 40 кА	44 ± 2				42 ± 2						
Номинальная предельная кратность для обмотки 10P	15				15; 20**		17	20	15	20; 30**	15
Трехсекундный ток термической стойкости, кА, для конструктивного исполнения:											
	2,5	5	7,5	10	15	20	31,5		31,5	—	
	—				20	20	31,5		40		
	2,5	5	7,5	20	20	20					
Односекундный ток термической стойкости, кА, для конструктивного исполнения:											
	10		20		20		31,5		31,5	—	
	—						40				
	10		20				40				

Окончание табл. 21.26

Параметр	Значения параметра при номинальном первичном токе, А											
	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500	3000	
Ток электродинамической стойкости, кА, для конструктивного исполнения:												
I	51							81				—
II	—							128				
III	51							128				
Допустимое время протекания тока термической стойкости, с:												
для 20 кА	0,3	1		2				3				
для 31,5 кА	—	0,5				1		3				
для 40 кА	—				1				3			

* Только для обмоток 10Р.

** 0,5 — обмотка для измерений; 10Р — обмотка для релейной защиты.

Опорно-проходной трансформатор тока типа ТПЛК-10 предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты и управления, в установках переменного тока частоты 50, 60 Гц с номинальным напряжением 10 кВ. Встраивается

в КРУ типа КР-10/31,5; изготавливается в исполнениях У и Т; эксплуатируется при температуре окружающего воздуха (с учетом перегрева внутри шкафа КРУ) от -45°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (У) и от -45°C до $+55^{\circ}\text{C}$ (Т). Технические характеристики ТПЛК-10 приведены в табл. 21.27.

Таблица 21.27. Технические характеристики опорно-проходного трансформатора тока типа ТПЛК-10

Параметр	Значение параметра
Номинальный первичный ток, А	10; 15; 30; 50; 100; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500
Номинальное напряжение, кВ	10; 11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная вторичная нагрузка с $\cos\varphi = 0,8$, В · А:	
обмотки для измерений	10
обмотки для защиты	15
Масса, кг	48
Класс точности:	
обмотки для защиты	10P
обмотки для измерений	0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5
Номинальная предельная кратность обмотки для релейной защиты для номинального первичного тока, А:	
10 — 400	12
600 — 800	17
1000 — 1500	20
Ток электродинамической стойкости, кА, для номинального первичного тока, А:	
10	2,47
15	3,7
30	7,4
50	14,8
100 — 600	74,5
800	94,5
1000	118
1500	177
Трехсекундный ток термической стойкости, кА, для номинального первичного тока, А:	
10	0,47
15	0,71
30	1,42

Окончание табл. 21.27

Параметр	Значение параметра
Трехсекундный ток термической стойкости, кА, для номинального первичного тока, А:	
50	2,36
100	4,72
150	7,1
200	9,45
300	14,1
400	18,9
600	28,3
800	37,8
1000	47,2
1500	70,8
Испытательное напряжение, кВ:	
одноминутное промышленной частоты	42
грозового импульса	75

Примечание. Для трансформаторов на номинальные токи до 300 А включительно трехсекундный ток термической стойкости указан для вторичных обмоток, замкнутых на номинальную нагрузку.

Встроенные трансформаторы тока

Встроенные трансформаторы тока ТВ предназначены для встраивания в масляные выключатели или силовые трансформаторы; трансформаторы тока типов ТВ-110-IV и ТВ-220-IV — в элегазовые выключатели; климатические исполнения У, Т, ХЛ и О; эксплуатируются при температуре окружающего воздуха от -45°C до

$+40^{\circ}\text{C}$ (У), от -10°C до $+45^{\circ}\text{C}$ (Т), от -60 до $+40^{\circ}\text{C}$ (ХЛ), от -60 до $+45^{\circ}\text{C}$ (О); относительной влажности воздуха 100 % при 25°C (У, ХЛ) и при 35°C (Т, О). Технические характеристики встроенных трансформаторов тока типа ТВ даны в табл. 21.28 и 21.29, а общий вид — на рис. 21.13, габаритные размеры для трансформаторов на напряжение 10 и 35 кВ — в табл. 21.30.

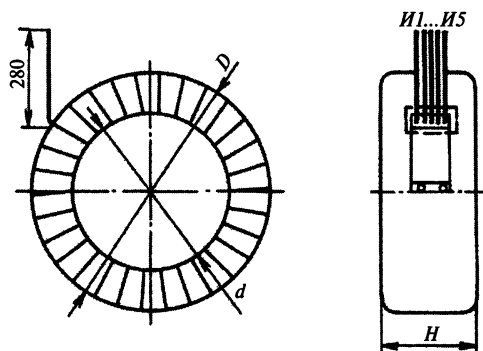


Рис. 21.13. Встроенный трансформатор тока типов ТВ-110-III, ТВ-110-IV, ТВ-220-III

Таблица 21.28. Технические характеристики встроенных трансформаторов тока типа ТВ

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при cosφ = 0,8 в классе точности					Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10	10			
ТВ-10-I	6000/5	6000	5	20	—	—	—	—	85,5	3	4
	5000/5	5000		30	—	—	—	—		3	
	6000/5	6000		30	—	—	—	—		10	
	6000/5	6000		30	—	—	—	—		10	
ТВ-10-III	8000/5	8000		20	—	—	—	—	(28)	16	3
ТВ-10-IV				—	—	—	20	—	(28)		
ТВ-10-V	600/5*	100		—	—	—	—	—	25	—	1
		200		—	—	20	—	—			
		300		—	—	30	—	—			
		400		—	—	30	—	—			
		500		—	—	30	—	—			
		600		—	—	30	—	—			
ТВ-35-I	200/5	75		—	—	—	—	20	10	—	4
		100		—	—	—	20	—			
		150		—	—	20	—	—			
		200		—	—	20	—	—			
	300/5	100		—	—	—	—	—			
		150		—	—	—	—	—			
		200		—	—	20	20	—			
		300		—	10	20	—	—			
	600/5	200		—	—	20	—	—			
		300		—	—	—	—	—			
		400		—	10	—	—	—			
		600		10	20	—	—	—			
	1500/5	600		10	—	—	—	—			
		750		30	—	—	—	—			
		1000		30	—	—	—	—			

Продолжение табл. 21.28

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при cosφ = 0,8 в классе точности				Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10			
ТВ-35-II	1500/5	1500	5	30	—	—	—	10	6,5**	4
	150/5*	50	5	—	—	—	10	25	—	3
		75		—	—	—	20		—	
		100		—	—	—	20		—	
		150		—	—	—	30		2	
	300/5*	100		—	—	—	20		—	
		150		—	—	—	30		2	
		200		—	—	—	40		2	
		300		—	—	30	—		7	
	600/5*	200		—	—	—	40		2	
		300		—	—	—	—		7	
		400		—	—	30	—		8	
		600		—	30	40	—		14	
	1000/5	400		—	—	40	—		8	
		600		—	30	—	—		14	
		750		30	—	—	—		20	
		1000		30	—	—	—		22	
	1200/5	600		30	—	—	—		34	
		800		30	—	—	—		31**	
		1000		30	—	—	—		25**	
		1200		30	—	—	—		21**	
	1500/5	600		30	—	—	—		34	
		750		30	—	—	—		31**	
		1000		30	—	—	—		25**	
		1500		30	—	—	—		17**	

TB-35-II-I	600/5*	200 300 400 600	5	5	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —	25	50 45 25 34	3
TB-35-III	200/5*	75	5	5	—	—	20	—	25	—	4
		100			—	—	20	—		—	
		150			—	—	20	—		5	
		200			—	—	20	—		9	
	300/5	100 150 200 300	5	5	—	—	20	—	25	— 5 9 16	4
	600/5	200			—	—	20	—		9	
		300			—	10	—	—		16	
		400			—	20	—	—		12	
TB-35-IV	1500/5	600	1	1	10	—	—	—	50	30	4
		750			30	—	—	—		20	
		1000			30	—	—	—		22	
		1500			30	—	—	—		16**	
	1200/1	600 800 1000 1200	1	1	—	30	—	—	50	25 30 36 41**	4
TB-35-IV	2000/1	1000			30	—	—	—		36	
		1200			30	—	—	—		41**	
		1500			30	—	—	—		33**	
	3000/1	2000 600 750			30	—	—	—		25** 41** 33**	

Продолжение табл. 21.28

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при cosφ = 0,8 в классе точности				Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10			
ТВ-35-IV	3000/1	1000	1	30	—	—	—	50	25**	4
		1500		30	—	—	—		16**	
	1200/5	600	5	—	30	—	—		25	
		800		30	—	—	—		30	
		1000		30	—	—	—		36	
		1200		30	—	—	—		41**	
	2000/5	1000		30	—	—	—		36	
		1200		30	—	—	—		41**	
ТВ-35-V	300/5*	1500	5	30	—	—	—	8	33**	4
		2000		30	—	—	—		24**	
		3000		30	—	—	—		16**	
		1200		30	—	—	—		41**	
	600/5	1500		30	—	—	—		33**	
		2000		30	—	—	—		24**	
		3000		30	—	—	—		16**	
		1200		30	—	—	—		41**	
ТВ-35-V	300/5*	100	5	—	—	—	20	40	—	4
		150		—	—	20	—		6	
		200		—	—	20	—		8	
		300		—	10	20***	—		12	
	600/5	200		—	20	—	40		4	
		300		—	10	20***	—		12	
		400		—	20	—	—		16	
		600		10	30***	—	—		16	
ТВ-35-V	1500/5	600	5	10	30***	—	—	40	16	4
		750		30	—	—	—		20	
		1000		30	—	—	—		26**	

TB-35-V	1500/5	1500	5	30	—	—	—	40	26**	4
	2000/5	750		30	—	—	—		20	
		1000		30	—	—	—		26	
		1500		30	—	—	—		26**	
		2000		40	—	—	—		20**	
TB-110-I	200/5*	75	5	—	—	—	10	20	—	3
		100		—	—	20	—		—	
		150		—	—	20	—		—	
		200		—	—	10***	30		22	
		300		—	—	15***	40		20	
	300/5	100		—	—	20	—		—	
		150		—	—	20	—		—	
		200		—	—	10***	30		22	
		300		—	—	15***	40		20	
		600		—	—	10***	30		22	
	600/5	200		—	—	15***	40		20	
		300		—	—	30	—		15	
		400		—	—	50***	—		25	
		600		10	20	30***	—		15	
		1000		30	50***	—	—		20**	
	1000/5	400		—	10	30***	—	50	—	
		600		10	20	50***	—		5	
		750		20	25	75***	—		10	
		1000		30	50***	—	—		20	
		1000		30	50***	—	—		20	
TB-110-II	200/5*	75	5	—	—	—	15		—	3
		100		—	—	20	—		5	
		150		—	—	20	—		10	
		200		—	10	20***	—		20	
		300		—	15	30***	—		5	
	300/5*	100		—	—	20	—		10	
		150		—	—	20	—		10	
		300		—	15	30***	—		20	

Продолжение табл. 21.28

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при cosφ = 0,8 в классе точности					Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10	10			
ТВ-110-II	600/5	200	5	—	—	15	—	—	50	34	3
		300		—	15	—	—	—		50	
		400		—	25	—	—	—		40	
		600		25	—	—	—	—		60	
	1000/5	400		10***	15	—	—	—		80	
		600		25	—	—	—	—		60	
		750		50	—	—	—	—		37	
		1000		50	—	—	—	—		50**	
	2000/5	1000		50	—	—	—	—		50**	
		1200		50	—	—	—	—		42	
		1500		50	—	—	—	—		33**	
		2000		50	—	—	—	—		25**	
ТВ-110-III	1000/1	500	1	25***	60	—	—	—	(25)	50	3
		600		30	—	—	—	—		50	
		750		50	—	—	—	—		37	
		1000		50	—	—	—	—		50**	
	2000/1	1000		50	—	—	—	—		50**	
		1200		50	—	—	—	—		42	
		1500		50	—	—	—	—		33**	
		2000		50	—	—	—	—		25**	
	200/5	75		—	—	—	15	15		6	
		100		—	—	—	15	15		9	
		150		—	—	15	—	—		13,5	
		200		—	10	—	—	—		20	
ТВ-110-III	300/5	100	5	—	—	—	15	15	(25)	9	3
		150		—	—	15	—	—		13,5	

TB-110-III	300/5	200 300	5	— —	— 30	20 —	— —	(25)	3	13,5 14
	600/5	200 300 400 600		— — — 50	— 25 40 —	20 — — —	— — — —			15 16 14 16
	1000/5	400 600 750 1000		— 30 40 40	30 — — —	— — — —	— — — —			17 24 23 25**
	1500/5	500 750 1000 1500		— 40 40 40	30 — — —	— — — —	— — — —			15 21 21 25**
	3000/5	1000 1500 2000 3000		30 40 50 50	— — — —	— — — —	— — — —			25** 25** 25** 25**
	300/1	100 150 200 300		— — — —	— — — 30	— 15 20 —	15 — — —			9 13,5 13,5 14
	600/1	200 300 400 600	1	— — — 50	— 25 40 —	20 — — —	— — — —			15 16 14 16
	1000/1	400 600 750		— 30 40	30 — —	— — —	— — —			17 24 23

Продолжение табл. 21.28

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при cosφ = 0,8 в классе точности				Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10			
ТВ-110-III	1000/1	1000	1	40	—	—	—	(25)	25**	3
	1500/1	500		—	30	—	—		15	
		750		40	—	—	—		21	
		1000		40	—	—	—		21	
		1500		40	—	—	—		25**	
	3000/1	1000		30	—	—	—		25**	
		1500		40	—	—	—		25**	
		2000		50	—	—	—		25**	
		3000		50	—	—	—		25**	
ТВ-110-IV	300/5	100	5	—	—	—	15	(25)	12	3
		150		—	—	15	—		18	
		200		—	—	20	—		18	
		300		—	30	—	—		18	
	600/5	200		—	—	20	—		18	
		300		—	25	—	—		21	
		400		—	40	—	—		18	
		600		50	—	—	—		21	
	1000/5	400		—	30	—	—		18	
		600		30	—	—	—		25**	
		750		40	—	—	—		24	
		1000		40	—	—	—		25**	
	1500/5	500		—	30	—	—		13	
		750		40	—	—	—		15	
		1000		40	—	—	—		18	
		1500		40	—	—	—		25**	
	3000/5	1000		30	—	—	—		23	

TB-110-IV	3000/5	1500	5	40	—	—	—	(25)	25**	3
		2000		50	—	—	—		25**	
		3000		50	—	—	—		25**	
	300/1	100	1	—	—	15	—		12	
		150		—	—	15	—		18	
		200		—	—	20	—		18	
		300		—	30	—	—		18	
	600/1	200		—	—	20	—		18	
		300		—	25	—	—		21	
		400		—	40	—	—		18	
		600		50	—	—	—		21	
	1000/1	400		—	30	—	—		18	
		600		30	—	—	—		25**	
TB-110-V		750	5	40	—	—	—	(25)	24	3
		1000		40	—	—	—		25**	
		1500		40	—	—	—		25**	
	1500/1	500		—	30	—	—		13	
		750		40	—	—	—		15	
		1000		40	—	—	—		18	
		1500		40	—	—	—		25**	
	3000/1	1000		30	—	—	—		23	
		1500		40	—	—	—		25**	
		2000		50	—	—	—		25**	
		3000		50	—	—	—		25**	
	2000/5	1000		30	—	—	—		—	
TB-110-V-1		2000	5	30	—	—	—	40	—	3
TB-110-VII		400	5	—	—	—	—	20	15	3
	1000/5	600		10	—	—	—		25	
		750		20	—	—	—		15	
		1000		30	—	—	—		20**	

Продолжение табл. 21.28

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при cosφ = 0,8 в классе точности				Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10			
ТВ-220-I	600/5	200	5	—	—	40	—	25	—	3
		300		—	20	—	—		20	
		400		—	30	—	—		20	
		600		10	20	50***	—		18	
	1000/5	400		—	—	30	—		20	
		600		—	20	50***	—		18	
		750		15	30***	—	—		32	
		1000		20	50***	—	—		25**	
	2000/5	500		—	—	50	—		13	
		1000		20	50***	—	—		25**	
		1500		30	—	—	—		16	
		2000		50	—	—	—		12	
ТВ-220-II	1000/1	400	1	—	—	40	—	40	15	3
		600		10	20	40***	—		22	
		750		15	40***	—	—		25	
		1000		30	—	—	—		25**	
	2000/1	500		—	20	40***	—		19	
		1000		30	—	—	—		25	
		1500		40	—	—	—		16	
		2000		50	—	—	—		13	
	1200/5	600		—	15	—	—		50	
		800		20	—	—	—		50	
		1000		30	—	—	—		40**	
		1200		30	—	—	—		33	
	2000/5	1000		30	—	—	—		40**	
		1200		30	—	—	—		33	

TB-220-II	2000/5	1500	5	30	—	—	—	40	27	3
		2000		30	—	—	20**			
	3000/5	1200		30	—	—	33			
		1500		30	—	—	27			
		2000	30	—	—	20**				
		3000	30	—	—	17				
	1200/1	600	1	—	15	—	—		50	
		800		20	—	—	50			
	2000/1	1000		30	—	—	—		40**	
		1200		30	—	—	—		33	
3000/1	1000	30		—	—	—	40**			
	1200	30		—	—	—	33			
	1500	30		—	—	—	27			
	2000	30		—	—	—	20**			
TB-220-III	300/5	1200	5	30	—	—	—	(25)	33	3
		1500		30	—	—	—		27	
		2000		30	—	—	—		20**	
		3000		30	—	—	—		13	
600/5	100	—		—	—	15	16			
	300	—		—	15	—	24			
	400	—		—	20	—	24			
	600	—		—	30	—	24			
1000/5	200	—		—	15	—	21			
	300	—		—	20	—	23			
	400	—		30	—	—	21			
	600	30		—	—	—	25**			
TB-220-III	1000/5	400	5	—	30	—	—	(25)	21	3
		600		30	—	—	25**			
		750		40	—	—	25**			

Окончание табл. 21.28

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при cosφ = 0,8 в классе точности					Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с	
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10					
ТВ-220-III	1000/5	1000	5	50	—	—	—	(25)	25**	3		
	1500/5	500		—	30	—	—		25**			
		750		—	40	—	—		25*			
		1000		—	60	—	—		25**			
		1500		75	—	—	—		25**			
	3000/5	1000		—	60	—	—		—		19	
1500		75	—	—	—	—	22					
2000		100	—	—	—	—	22					
3000		100	—	—	—	—	25**					
ТВ-220-V	600/5	200	5	—	—	15	—	(25)	25**	3		
		300		—	—	20	—					
		400		—	—	30	—					
		600		—	—	30	—					
	1000/5	400		—	—	30	—				—	
		600		—	—	30	—				—	
		750		—	40	—	—				—	
		1000		30	40	—	—				—	
	2000/5	750		—	50	—	—				—	—
		1000		—	60	—	—				—	—
1500	75	—	—	—	—	—	—					
2000	100	—	—	—	—	—	—					

* Термическая стойкость для данного исполнения указана при обмотке, замкнутой на номинальную нагрузку.

** Значение номинальной предельной кратности ограничено допустимым током термической стойкости.

*** Вторичная нагрузка, при которой гарантирована номинальная предельная кратность.

Примечание. В соответствии с заказом отдельные исполнения могут поставляться класса точности 0,5S.

Таблица 21.29. Технические характеристики встроенных трансформаторов тока типа ТВ

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка, В · А, при $\cos \varphi = 0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА (кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока КЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	0,5S	10P	10P			
ТВ-110-V	2000/5	1000	5	—	—	30	30	40	20	3
		2000		—	—	30	30	40	20*	
ТВ-110-V-1	2000/5	1000		30	—	—	—	40	—	
		2000		30	—	—	—	40	—	
ТВ-110-VI	600/5	300		—	10	—	—	(25)	—	
		400		—	10	—	—	(25)	—	
		600		—	10	—	—	(25)	—	
ТВ-220-IV	2000/5	1000		—	40	—	—	40	—	
		1500		—	60	—	—	40	—	
		2000		—	60	—	—	40	—	
ТВ-220-IV	2000/5	1000		—	—	60	60	40	30	
		1500		—	—	60	60	40	30*	
		2000		—	—	60	60	40	30*	
ТВ-220-IV-1	2000/5	1000		—	40	—	—	40	—	
		2000		—	60	—	—	40	—	
ТВ-220-IV-1	2000/5	1000		—	—	60	60	40	30	
		2000		—	—	60	60	40	30*	
ТВ-220-VI	2000/5	1000		—	—	30	30	40	20	
		2000		—	—	30	30	40	20*	
ТВ-220-VI-1	2000/5	1000		30	—	—	—	40	—	
		2000		30	—	—	—	40	—	

* Значение номинальной предельной кратности ограничено током предельной термической стойкости.

Таблица 21.30. Габаритные размеры встроенных трансформаторов тока типа ТВ-10 и ТВ-35

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Размеры, мм			Масса, кг
		d	D	H	
ТВ-10-I	6000/5	112	285	95	14
ТВ-10-II	5000/5; 6000/5	180	360	70	15
ТВ-10-III	6000/5	275	410	70	9
ТВ-10-IV	8000/5	275	450	60	16
ТВ-35-I	200/5; 300/5	120	248	97	15
ТВ-35-I	600/5	116	252	102	18
ТВ-35-I	1500/5	90	280	130	21
ТВ-35-II	150/5—1000/5	88	185	200	16
	1200/5—1500/5	85	195	220	31
ТВ-35-II-1	600/5	85	195	220	31
ТВ-35-III	200/5—1500/5	86	270	116	18
ТВ-35-IV	1200/1—3000/1	125	330	135	35
	1200/5—3000/5				
ТВ-35-V	300/5—2000/5	90	295	128	21

Трансформаторы тока для релейной защиты от замыкания на землю

Трансформаторы тока типа ТЗЛМ-1 предназначены для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил трехфазного кабеля путем трансформации токов нулевой последовательности. Трансформатор устанавливается на кабель: диаметром до 70 мм — ТЗЛМ-1, диаметром до 100 мм — ТЗЛМ-1-1. Исполнение У или Т категории размещения 3 по ГОСТ 15150—69. Условия работы:

высота над уровнем моря не более 1000 м;

температура окружающей среды от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ исполнение У; от $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ исполнение Т;

относительная влажность воздуха 98 % при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$;

окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая пыли, химически активных газов и паров в концентрациях, разрушающих покрытия металлов и изоляцию (атмосфера типа II по ГОСТ 15150—69);

положение в пространстве — любое.

В табл. 21.31 приведены данные по максимальной чувствительности защиты, а на рис. 21.14 даны габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора тока типа ТЗЛМ-1.

Таблица 21.31. Максимальная чувствительность защиты

Тип реле	Используемая шкала реле, А	Уставка тока срабатывания, А	Первичный ток (чувствительность защиты), А, не более		
			при работе с одним трансформатором	при последовательном соединении трансформаторов	при параллельном соединении двух трансформаторов
РТ-140/0,2	0,1—0,2	0,1	8,5	10,2	12,5
РТЗ-51	0,02—0,1	0,03	2,8	3,2	4,8

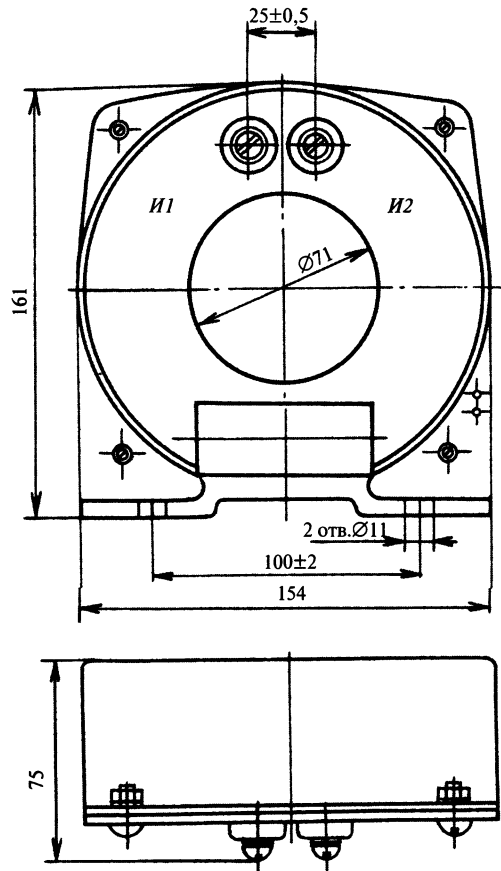


Рис. 21.14. Трансформатор тока типа ТЗЛМ-1

Трансформаторы тока типа ТЗЛ-1 предназначены для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил трехфазного кабеля путем трансформации токов нулевой последовательности; изготавливаются в исполнении О и эксплуатируются в следующих условиях:

температура окружающего воздуха от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$;

относительная влажность 98 % при температуре $35\text{ }^{\circ}\text{C}$;

положение в пространстве — любое.

Трансформатор устанавливается на кабель.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛ-1 05.1 приведены в табл. 21.32 и 21.33.

Таблица 21.32. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛ-1 05.1

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Испытательное одноминутное напряжение, кВ	3,3
Номинальная частота, Гц	50 (60)
Односекундный ток термической стойкости вторичной обмотки, А	140

Окончание табл. 21.32

Параметр	Значение параметра
Напряжение на выводах вторичной обмотки (1И1, 1И2) при нагрузке 1 Ом и коэффициенте мощности, равном 1, при протекании по обмотке для проверки функционирования защиты (2И1, 2И2) тока 40 мА частоты 50 Гц, мВ, не менее	10
Масса, кг	3,3 ± 0,2
Коэффициент трансформации	25/1

Таблица 21.33. Максимальная чувствительность защиты

Параметр	Соединение трансформаторов							
	параллельное				последовательное			
	Количество трансформаторов							
	1	2	3	4	2	3	4	5
Чувствительность защиты по первичному току, А, не более:								
ток уставки 0,02 А	1,5	2,0	2,5	2,8	1,5	2,0	2,2	2,5
ток уставки 0,122 А	7,0	12,0	15,5	18,5	7,5	8,0	9,0	10

Таблица 21.34. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗРЛ

Параметр	Значение параметра
Номинальная частота, Гц	50 или 60
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Односекундный ток термической стойкости вторичной обмотки, А	140
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты, кВ	3
Масса, кг, не более	6,4

Таблица 21.35. Максимальная чувствительность защиты

Тип реле	Используемая шкала реле, А	Уставка тока срабатывания, А	Чувствительность защиты (первичный ток, А), не более		
			при работе с одним трансформатором	при последовательном соединении двух трансформаторов	при параллельном соединении двух трансформаторов
РТ-140/0,2	0,1 — 0,2	0,1	25	30	45
РТЗ-51	0,02 — 0,1	0,03	3	4	4,5

Трансформаторы тока типа ТЗРЛ предназначены для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил кабеля; изготавливаются в исполнении У, устанавливаются на кабель. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗРЛ приведены в табл. 21.34 и 21.35.

Трансформатор тока типа ТЗЛЭ предназначен для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил

трехфазного кабеля; устанавливается на кабель; исполнение УХЛ; условия работы следующие:

температура окружающего воздуха от – 60 °С до + 55 °С;

относительная влажность 100 % при температуре 25 °С;

положение в пространстве — любое.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛЭ приведены в табл. 21.36.

Назначение трансформаторов тока типа ТЗЗ-2 и ТЗЗ-4 — передача сигнала устройством релейной защиты о замыкании на землю; эксплуатируются при температуре окружающего воздуха от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$; положение трансформатора в пространстве — вертикальное или горизонтальное.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЗ представлены в табл. 21.37.

Трансформаторы тока ТЗЛ-200 предназначены для питания схем релейной защиты от замыканий на землю жил кабеля; устанавливаются на кабель диаметром до 200 мм; изготавливаются в исполнении УХЛ; эксплуатируются при температуре окружающего воздуха от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$; относительная влажность 100 % при температуре $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛ-200 приведены в табл. 21.38.

Таблица 21.36. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛЭ

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Испытательное одноминутное напряжение, кВ	3
Номинальная частота, Гц	50
Чувствительность защиты по первичному току при работе с реле РТЗ-51 с током уставки 0,032 А и сопротивлении соединительных проводов 1 Ом, А, не более:	
при работе с одним трансформатором	2,8
при последовательном соединении двух трансформаторов	3,2
при параллельном соединении двух трансформаторов	4,8
Односекундный ток термической стойкости вторичной обмотки, А	140
Масса, кг, не более	8,5
Коэффициент трансформации	30/1

Таблица 21.37. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЗ

Параметр	Значение параметра	
	ТЗЗ-2	ТЗЗ-4
Номинальное напряжение, кВ	0,66	0,66
Испытательное одноминутное напряжение, кВ	2	2
Номинальная частота, Гц	50	50
Напряжение подмагничивания, В	110	110
Число охватываемых кабелей	2	4
Диаметр охватываемых кабелей, мм	50	50
Чувствительность защиты по первичному току при уставке 60 мА, А, не более	3	3
Тип реле	РТЗ-51	РТЗ-51
Масса, кг	60	150

Трансформатор тока ТЗЛК предназначен для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил трехфазного кабеля путем трансформации возникших при этом токов нулевой последовательности и устанавливается на кабель. Исполнение О категории размещения 5.1 по ГОСТ 15150—69 и ГОСТ 15543.1—89.

Условия работы следующие:

температура окружающей среды при эксплуатации от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$;

относительная влажность воздуха 98 % при температуре $35\text{ }^{\circ}\text{C}$;

окружающая среда — атмосфера подземных выработок угольных и сланцевых шахт;

положение трансформатора в пространстве — любое.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛК приведены в табл. 21.39.

Таблица 21.38. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛ-200

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Испытательное одноминутное напряжение, кВ	2
Номинальная частота, Гц	50
Чувствительность защиты по первичному току при работе с реле РТЗ-51 с током уставки 0,03 А, А, не более	2,8
Масса, кг	9,8
Коэффициент трансформации	60/1

Таблица 21.39. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЗЛК-05.1

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Испытательное одноминутное напряжение, кВ	3
Номинальная частота, Гц	50
Коэффициент трансформации	25/1
Односекундный ток термической стойкости, А	140
Чувствительность (вторичное напряжение при активной нагрузке 1 Ом) при первичном токе 0,25 А, мВ, не менее	7
Чувствительность защиты в комплекте с реле 33М-1У2 типа «Зеро» (первичный ток), А, не более	0,17
Минимальный ток срабатывания в комплекте с реле РТЗ-51, А:	
при уставке 30 мА	0,8
при уставке 122 мА	2,9
в комплекте с реле РТ-140/0,2 при уставке 100 мА	3,9
Угловая погрешность тока при активной нагрузке 1 Ом относительно первичного при первичном токе 0,25 А, не более	30°
Напряжение на выводах вторичной обмотки (1И1 и 1И2) при нагрузке 1 Ом при протекании по дополнительной обмотке (2И1 и 2И2) тока 0,04 А частоты 50 Гц, мВ, не менее	10
Процентное содержание гармонических составляющих во вторичном токе при нагрузке 1 Ом при первичном синусоидальном токе 0,2 А, %, не более	4

Лабораторный измерительный трансформатор тока ТЛЛ-35 предназначен для питания цепей измерения тока, мощности и энергии, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 35 кВ в лабораториях и на испытательных станциях промышленных предприятий.

Исполнение УХЛ категории размещения 4.2 по ГОСТ 15150—69, условия работы следующие:

высота над уровнем моря не более 1000 м;
температура окружающей среды при эксплуатации — от +10 до +35 °С при

транспортировании и от –20 °С до +50 °С при хранении;

относительная влажность воздуха 80 % при 25 °С без конденсации влаги;

окружающая среда — атмосфера типа II по ГОСТ 15150—69;

рабочее положение в пространстве — на горизонтальной плоскости.

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЛЛ приведены в табл. 21.40, а варианты подсоединения вторичных выводов — в табл. 21.41.

Общий вид трансформатора показан на рис. 21.15.

Таблица 21.40. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТЛЛ

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальная частота переменного тока, Гц	50 или 60
Номинальный первичный ток, А	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная вторичная нагрузка при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$, В · А	15
Номинальный класс точности	0,05 или 0,1
Кратность трехсекундного тока термической стойкости	4
Продолжительность непрерывной работы, ч	4
Длительность нерабочего интервала, ч, не менее	4
Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	54
Масса, кг	102

Таблица 21.41. Подсоединение вторичных выводов трансформаторов тока типа ТЛЛ

Выводы вторичной обмотки	Номинальный первичный ток, А
И1—И2	5; 10; 20; 40; 50; 100; 200; 500; 1000
И1—И3	15; 30; 600; 1200
И1—И4	75; 150; 300; 750; 1500
И1—И5	800
И1—И6	400; 2000
И1—И7	3000

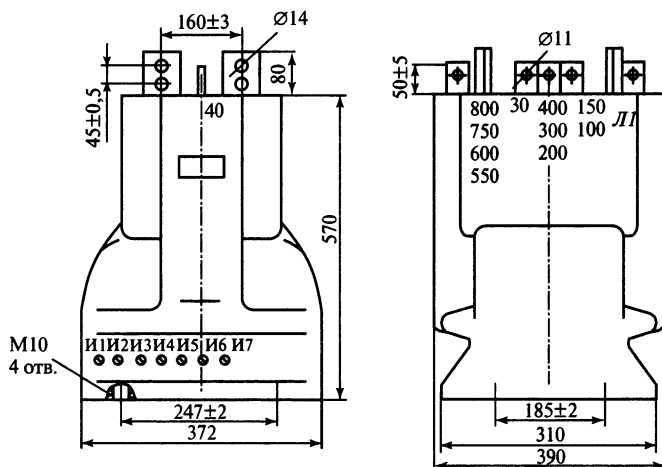


Рис. 21.15. Трансформатор тока типа ТЛЛ-35

Трансформаторы тока для наружной установки

Для наружной установки выпускаются опорные трансформаторы тока с масляным заполнением и фарфоровой изоляцией типа ТФМ и ТФЗМ (с обмотками звеньевое типа).

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТФМ приведены в табл. 21.42, а ТФЗМ — в табл. 21.43. Общий вид трансформаторов тока типа ТФЗМ представлен на рис. 21.16.

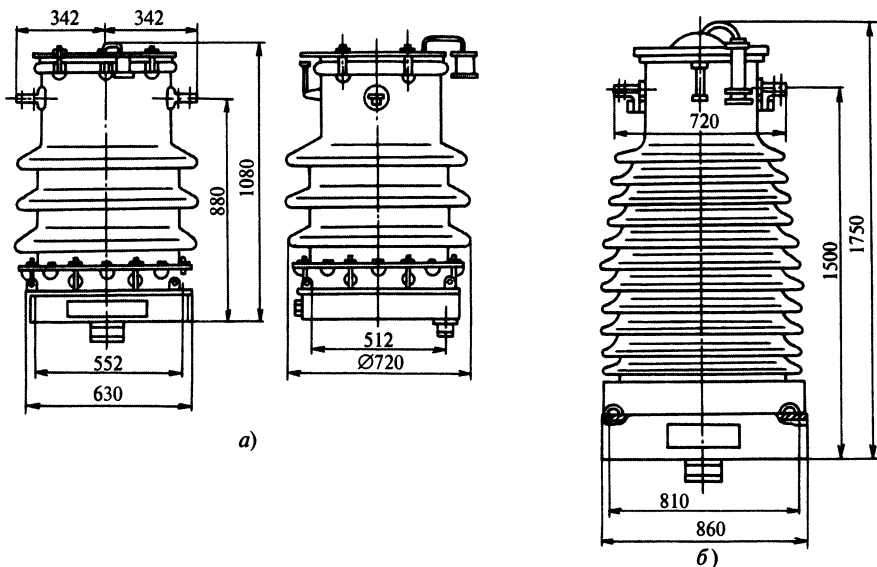


Рис. 21.16. Трансформатор тока ТФЗМ:
а — ТФЗМ-35Б; б — ТФЗМ-110Б

Таблица 21.42. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТФМ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Число вторичных обмоток	Номинальный вторичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка с $\cos \varphi = 0,8$ в классах точности, В · А			Масса, кг
					0,5	5P	10P	
ТФМ-35-II-YI	35	15; 30; 50; 100	3	5	30	20	20	170
	35	200; 300; 400; 500; 600	3	5	30	20	20	170
	35	750; 1000	3	5	30	20	20	170
	35	1200; 1500	3	5	30	20	20	170
	35	2000	3	5	30	20	20	170
ТФМ-110-II-YI	35	3000	3	5	30	20	20	270
	110	100; 200; 300	4	1; 5	30	20	30	630
	110	400; 600; 1200	4	1; 5	30	20	30	630
	110	750; 1500	4	1; 5	30	20	40	630
	110	500; 1000; 2000	4	1; 5	30	20	40	630
ТФМ-110-II-1-YI	110	100; 200; 300	5	5	30	20	30	630
	110	400; 600; 1200	5	5	30	20	30	630
	110	750; 1500	5	5	30	20	40	630
ДТФ-35-II-YI*	35	2×100	3	2×2,5	20			170

* Трансформатор для дифференциальной защиты.

Таблица 21.43. Технические характеристики трансформаторов тока типа ТФЗМ

Тип трансформатора	Варианты исполнения вторичных обмоток	Номинальный первичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка, В · А		Номинальная предельная кратность при номинальной нагрузке	Трехсекундная термическая стойкость, кА, или кратность	Электродинамическая стойкость, кА, или кратность	Масса, кг
			измерительной обмотки	обмотки для релейной защиты				
ТФЗМ-35А	0,5/10Р	15—600 800—1000	50	20	28	30	200 130	250
ТФЗМ-35Б-I	0,5/10Р	15—600 800—1000 1500—2000	30	30	20	50 35 35	200 130 70	350
ТФЗМ-35Б-II	0,5/10Р/10Р	500—1000 2000; 3000	— 30	— 50	— 18	49 57*	125 145	430
ТФЗМ-110Б-II	0,5/10Р/10Р	750—1500 1000—2000	20	20	30	34	100	840
ТФЗМ-150А, Б-I	0,5/10Р/10Р/10Р	600—1200	40	50	15	23	87	1060
ТФЗМ-150Б-II	0,5/10Р/10Р/10Р	1000—2000	30	50	30; 25; 25	41,6	113	1165
ТФЗМ-220Б-III	0,5/10Р/10Р/10Р	300—600—1200	30	50; 50; 30	15; 15; 10	39,2	83	2260
ТФЗМ-220Б-IV	0,5/10Р/10Р/10Р	500—1000—2000	30	50; 50; 30	25; 25; 20	39,2	50	2380

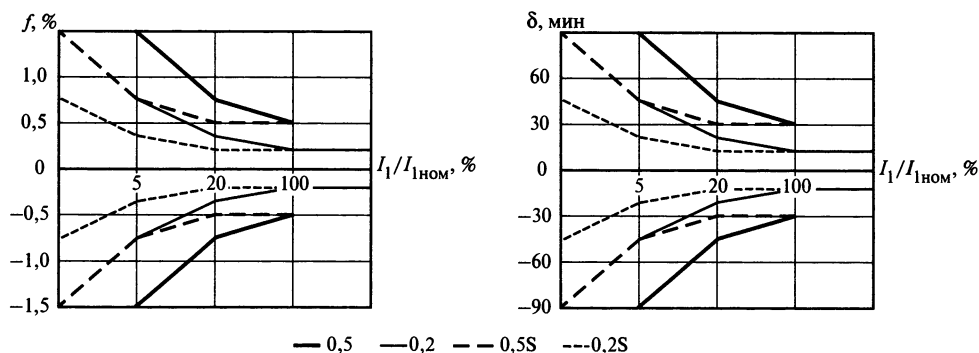


Рис. 21.17. Диапазоны допускаемых токовой f (%) и угловой δ (мин) погрешностей для трансформаторов тока различных классов точности по ГОСТ 7746—2001

Системы коммерческого учета электроэнергии субъектов оптового рынка должны являться источниками достоверной информации о фактическом производстве и потреблении электроэнергии на оптовом рынке.

К приборам коммерческого учета предъявляются повышенные требования надежности и точности. Трансформаторы тока, используемые для коммерческого учета электроэнергии, должны соответствовать классу точности 0,5S или 0,2S.

Класс точности характеризует предельные погрешности трансформаторов тока при различных значениях тока в первичной обмотке и вторичной нагрузке. Предельные значения погрешностей для измерительных трансформаторов тока приведены на рис. 21.17 согласно ГОСТ 7746—2001.

Токовые погрешности трансформаторов тока не должны выходить за ломаные линии (рис. 21.17), проведенные через точки предельных погрешностей для значений первичного тока 1; 5; 20 и 100—120 % номинального. На рис. 21.17 показано поле погрешностей для классов точности 0,2; 0,5; 0,5S и 0,2S.

21.2. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформатор напряжения (ТН) служит для преобразования высокого напряжения в низкое стандартного значения (100

или $100/\sqrt{3}$, В) удобное для измерения. Трансформатор напряжения позволяет также изолировать измерительные цепи и цепи релейной защиты от цепей высокого напряжения. Первичная обмотка трансформаторов напряжения изолируется от вторичной соответственно классу напряжения. Для безопасности обслуживания приборов один конец вторичной обмотки заземляется.

Отношение первичного номинального напряжения $U_{1ном}$ к вторичному номинальному напряжению $U_{2ном}$ называют номинальным коэффициентом трансформации $k_{U_{ном}}$:

$$k_{U_{ном}} = U_{1ном}/U_{2ном}. \quad (21.8)$$

Трансформаторы напряжения подразделяются по следующим основным признакам (ГОСТ 1983—2001):

по роду установки (категории размещения и климатическому исполнению) по ГОСТ 15150—69 (при размещении трансформаторов внутри оболочек комплектных изделий категории размещения должны соответствовать указанным в табл. 21.44);

по числу фаз;

по наличию или отсутствию заземления вывода X первичной обмотки;

по принципу действия;

по числу ступеней трансформации;

по наличию компенсационной обмотки или обмотки для контроля изоляции сети;
по виду изоляции;
по особенностям конструктивного исполнения.

Основные обозначения трансформаторов напряжения и виды их изоляции приведены в табл. 21.45 и 21.46.

Трехобмоточный трансформатор следует изготавливать с двумя вторичными обмотками: основной и дополнительной.

По требованию потребителя допускается изготовление трехобмоточных трансформаторов с двумя основными вторичными обмотками.

Таблица 21.44. Категория размещения трансформаторов напряжения, установленных внутри оболочек комплектных изделий

Характеристика среды внутри оболочки	Категория размещения по ГОСТ 15150—69				
	1	2	3	4	5
Газовая среда, изолированная от наружного воздуха, или жидкая среда	—	—	4	—	—
Газовая среда, не изолированная от наружного воздуха	2	2 или 2.1	3	4	5 или 5.1

Таблица 21.45. Обозначения трансформаторов напряжения

Конструктивное исполнение трансформаторов	Условное обозначение
Заземляемый	З
Незаземляемый	—
Однофазный	О
Трехфазный	Т
Электромагнитный	—
Электромагнитный каскадный	К
С емкостным делителем	ДЕ
Двухобмоточный	—
Трехобмоточный	—
Трехфазный с дополнительными обмотками для контроля изоляции сети	И
Трехфазный с компенсационными обмотками	К
Защищенное исполнение	З
Водозащищенное исполнение	В
Герметичное исполнение	Г
С встроенным предохранителем	П
Антирезонансная конструкция	А

Таблица 21.46. Условные обозначения вида изоляции трансформаторов

Вид изоляции	Условное обозначение
Воздушно-бумажная	С
Литая	Л
Залитая битумным компаундом	К
С фарфоровой крышечкой	Ф
Масляная	М
Газовая	Г

Основные параметры. Трансформаторам напряжения, предназначенным для измерения, следует присваивать классы точности, выбираемые из ряда: 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0.

Трансформаторам, предназначенным для релейной защиты и автоматики, следует присваивать классы точности 3Р или 6Р.

Трансформаторам присваивают один или несколько классов точности в зависимости от номинальных мощностей и назначения.

Для трехфазных трехобмоточных трансформаторов напряжения классы точности устанавливают только для основной вторичной обмотки. Для однофазных трехобмоточных трансформаторов классы точности устанавливают для обеих вторичных обмоток, причем для дополнительной вторичной обмотки класс точности должен быть 3, 3Р или 6Р.

Номинальные мощности трансформаторов для любого класса точности следует выбирать из ряда: 10; 15; 25; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 800; 1000; 1200 В·А. Значения номинальных мощностей для низших классов точности трансформаторов определяют в соответствии с приложением А ГОСТ 1983—2001.

По согласованию с потребителем допускается изготовление трансформаторов с номинальными мощностями 20 и 45 В·А.

Предельные мощности трансформаторов следует выбирать из ряда: 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500 В·А.

За номинальные и предельные мощности трехобмоточных трансформаторов принимают суммарные мощности основной и дополнительной вторичных обмоток.

При нагрузке однофазного трехобмоточного трансформатора до предельной мощности основная вторичная обмотка должна быть нагружена до мощности, равной разности предельной мощности и номинальной мощности дополнительной вторичной обмотки.

Для трехфазных трансформаторов за номинальные и предельные мощности принимают трехфазные мощности.

Для трехобмоточных трансформаторов с включенными нагрузками на обеих вторич-

ных обмотках, работающих одновременно, распределение мощности нагрузки между обмотками следует устанавливать в стандартах на трансформаторы конкретных типов.

Номинальные напряжения первичных обмоток однофазных трансформаторов, включаемых между фазами, и трехфазных трансформаторов на напряжение до 1 кВ должны быть 380 или 660 В.

Номинальные напряжения первичных обмоток трансформаторов на напряжение более 1 кВ должны соответствовать указанному в табл. 21.47.

Значения напряжения следует указывать в стандартах на трансформаторы конкретных типов.

Номинальные напряжения основных вторичных обмоток должны быть 100 В для однофазных трансформаторов, включаемых на напряжение между фазой и землей; для трансформаторов, предназначенных для экспорта, — соответственно 110 или $110/\sqrt{3}$ В, 120 или $120/\sqrt{3}$ В.

По требованию потребителя допускается изготавливать трансформаторы с напряжением основных вторичных обмоток 200 или $200/\sqrt{3}$ В, 220 или $220/\sqrt{3}$ В.

Номинальные напряжения дополнительных вторичных обмоток должны быть:

100 В — для однофазных трансформаторов, работающих в сетях с заземленной нейтралью;

$100/3$ В — для однофазных трансформаторов, работающих в сетях с изолированной нейтралью;

для трансформаторов, предназначенных для экспорта, — соответственно 110 или $110/3$ В, 120 или $120/3$ В.

По требованию потребителя допускается изготавливать трансформаторы с напряжением дополнительных вторичных обмоток соответственно 200 или $200/3$ В, 220 или $220/3$ В.

Таблица 21.47. Номинальные напряжения первичных обмоток трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ (по ГОСТ 1516.1—76 и ГОСТ 1516.3—96)	Номинальное напряжение первичной обмотки для трансформаторов, кВ		
	однофазных незаземляемых включаемых между фазами	однофазных заземляемых включаемых между фазой и землей	трехфазных
3	3	$3/\sqrt{3}$	3
3	3,15*	$3,3/\sqrt{3}$	—
6	6	$6/\sqrt{3}$	6
6	6	$6,6/\sqrt{3}$	6,6*
10	10	$10/\sqrt{3}$	10
10	20,5*	$10,5/\sqrt{3}$	10,5*
10	11*	$11/\sqrt{3}$	11,0*
15	13,8*	$13,8/\sqrt{3}$	—
15	15	$15/\sqrt{3}$	—
15	15,75*	$15,75/\sqrt{3}$ *	—
20	18*	$18/\sqrt{3}$	—
20	20*	$20/\sqrt{3}$ *	—
24	—	$24/\sqrt{3}$	—
27	—	$27/\sqrt{3}$	—
35	35	$35/\sqrt{3}$	35
110	—	$110/\sqrt{3}$	—
150	—	$150/\sqrt{3}$	—
220	—	$220/\sqrt{3}$	—
330	—	$330/\sqrt{3}$	—
500	—	$500/\sqrt{3}$	—
750	—	$750/\sqrt{3}$	—

* Только для трансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов; $15,75/\sqrt{3}$ и $20/\sqrt{3}$ кВ — также для собственных нужд подстанций.

Номинальное вторичное напряжение трехфазных трансформаторов должно быть 100 В, а для трансформаторов, предназначенных для экспорта, — 110 В.

Номинальная частота напряжения питающей сети должна быть 50 или 60 Гц. Качество напряжения — по ГОСТ 13109—97.

Схемы и группы соединения первичных и вторичных обмоток трансформаторов напряжения должны соответствовать указанным в табл. 21.48—21.53.

В технической документации допускаются обозначения: У вместо Y, U_n вместо U_N , V вместо V и Z вместо Z.

Таблица 21.48. Схемы и группы соединений обмоток однофазных двухобмоточных трансформаторов напряжения





Схема соединения обмотки		Диаграмма векторов ЭДС обмотки		Условное обозначение
первичной	вторичной	первичной	вторичной	
				1/1-0

Таблица 21.49. Схемы и группы соединений обмоток однофазных трехобмоточных трансформаторов напряжения с двумя основными вторичными обмотками


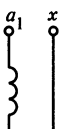




Схема соединения обмотки			Диаграмма векторов ЭДС обмотки			Условное обозначение
первичной	вторичной основной 1	вторичной основной 2	первичной	вторичной основной 1	вторичной основной 2	
						1/1/1-0-0

Таблица 21.50. Схемы и группы соединений обмоток однофазных трехобмоточных трансформаторов напряжения с основной и дополнительной вторичными обмотками

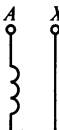
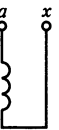
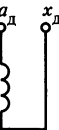



Схема соединения обмотки			Диаграмма векторов ЭДС обмотки			Условное обозначение
первичной	вторичной основной	вторичной дополнительной	первичной	вторичной основной	вторичной дополнительной	
						1/1/1-0-0

Таблица 21.51. Схемы и группы соединений обмоток трехфазных трехобмоточных трансформаторов напряжения с основной и дополнительной вторичными обмотками

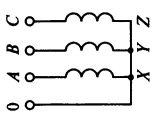
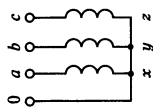
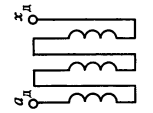
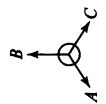
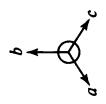
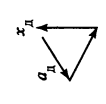
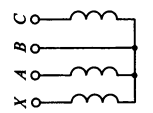
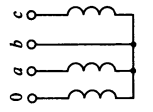
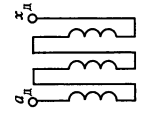

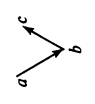
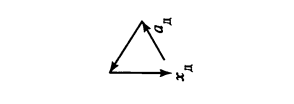
Схема соединения обмотки			Диаграмма векторов ЭДС обмотки			Замыкаемая фаза	Условное обозначение
первичной	вторичной основной	вторичной дополнительной	первичной	вторичной основной	вторичной дополнительной при нормальной работе системы		
						<p>A</p> <p>B</p> <p>C</p>	$\sqrt{3}/\sqrt{3}_n-0$
						<p>B</p> <p>A</p> <p>C</p>	V/V_n-0

Таблица 21.52. Схемы и группы соединений обмоток трехфазных двухобмоточных трансформаторов напряжения

Схема соединения обмотки		Диаграмма векторов ЭДС обмотки		Условное обозначение
первичной	вторичной	первичной	вторичной	
				$Y/Y-0$
				$Y/Y-0$
				$V/V-0$

Таблица 21.53. Схемы и группы соединений обмоток трехфазных трехобмоточных трансформаторов напряжения с двумя основными вторичными обмотками

Схема соединения обмотки			Диаграмма векторов ЭДС обмотки			Условное обозначение
первичной	вторичной основной 1	вторичной основной 2	первичной	вторичной основной 1	вторичной основной 2	
						$Y/Y/Y-0-0$

В стандартах на трансформаторы конкретных типов в обозначении допускается применять дополнительные или исключать отдельные данные.

Левая буквенная часть обозначения представляет серию, совокупность буквенной и цифровой частей — тип.

Для трансформаторов напряжением ниже 1 кВ вместо класса напряжения указывают номинальное напряжение первичной обмотки в киловольтах.

Пример условного обозначения трансформатора напряжения заземляемого, однофазного, электромагнитного, с литой

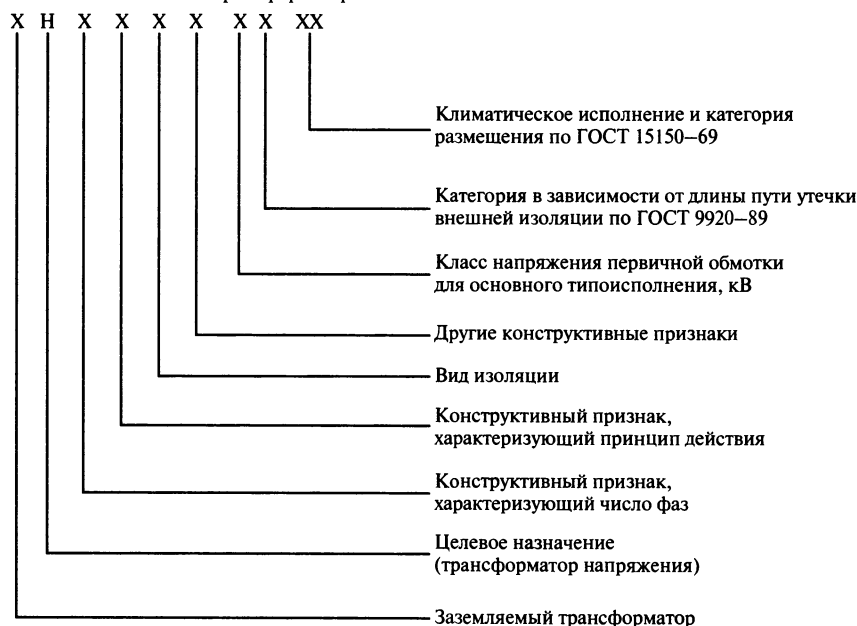
изоляцией, со встроенным предохранителем, класса напряжения 10 кВ, климатического исполнения Т, категории размещения 3 по ГОСТ 15150—69:

ЗНОЛП-10ТЗ.

Условное обозначение трансформатора напряжения антирезонансной конструкции, масляного трехфазного с дополнительными обмотками для контроля изоляции сети, класса напряжения 10 кВ, климатического исполнения У, категории размещения 2 по ГОСТ 15150—69:

НАМИ-10У2.

Условное обозначение трансформатора



Погрешности трансформатора напряжения. Трансформатор напряжения работает с погрешностью, искажающей вторичное напряжение как по значению, так и по фазе. В «идеальном» трансформаторе напряжения, работающем без погрешностей, вторичное напряжение

$$U_2 = U_1/k_U, \quad (21.9)$$

где U_1 — напряжение, подведенное к зажимам первичной обмотки; k_U — коэффициент трансформации «идеального» трансформатора напряжения TV , равный отношению количества витков первичной w_1 и вторичной w_2 обмоток. Однако за счет падения напряжения ΔU (рис. 21.18, а) в первичной и вторичной обмотках действи-

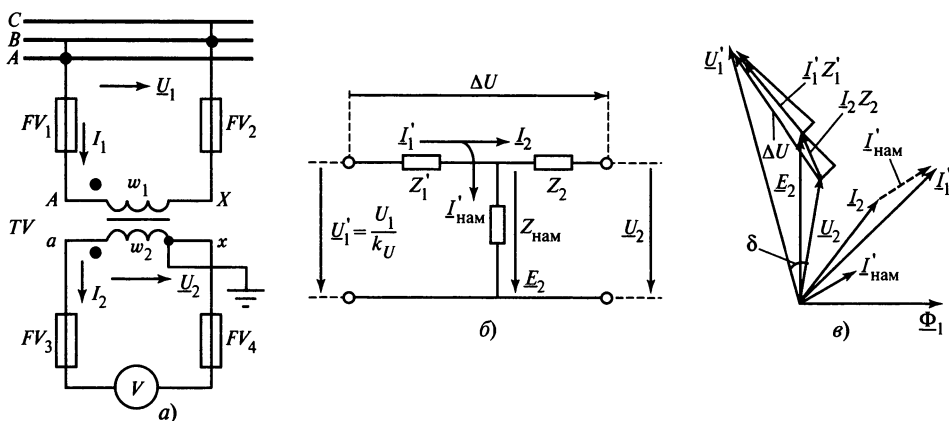


Рис. 21.18. Схема включения трансформатора напряжения (а), схема замещения (б) и векторная диаграмма (в) (первичный ток, напряжение и сопротивление приведены к числу витков вторичной обмотки)

тельное значение вторичного напряжения будет равно:

$$\underline{U}_2 = \frac{U_1}{k_U} - \Delta \underline{U}, \quad (21.10)$$

что вытекает из эквивалентной схемы замещения трансформатора напряжения и векторной диаграммы (рис. 21.18, б, в).

Из схемы замещения следует также, что

$$\Delta \underline{U} = \underline{I}'_{\text{нам}} Z'_1 + \underline{I}_2 (Z'_1 + Z_2), \quad (21.11)$$

где $\underline{I}'_{\text{нам}}$, Z'_1 — соответственно ток намагничивания и сопротивление первичной обмотки, приведенные к числу витков вторичной обмотки.

Падение напряжения в обмотках трансформатора напряжения $\Delta \underline{U}$ обуславливает появление погрешности, искажающей значение и фазу \underline{U}_2 по сравнению с расчетным напряжением $U_2 = U_1/k_U = U'_1$ по выражению (21.11).

Поскольку значения Z_1 и Z_2 , а также ток намагничивания $I_{\text{нам}}$ определены конструкцией трансформатора напряжения, в условиях эксплуатации уменьшить его погрешность можно только уменьшением тока нагрузки I_2 . Допустимые погрешности нормируются при номинальном напряжении. Один и тот же трансформатор напряжения может работать в разных классах точности в зависимости от значения нагрузки. Заводы обычно указывают номинальную мощность, подразумевая под ней максимальную нагрузку, которую может питать трансформатор напряжения в гарантированном классе точности. Кроме того, для трансформатора напряжения указывается максимальная мощность по условиям нагрева, которая значительно превосходит его номинальную мощность. Погрешность

по значению вторичного напряжения принято оценивать в процентах:

$$\Delta \underline{U} = \frac{U_2 - \frac{U_1}{k_U}}{\frac{U_1}{k_U}} 100. \quad (21.12)$$

Погрешность по фазе оценивается углом сдвига δ между векторами первичного и вторичного напряжений.

По ГОСТ 1983—2001 направления токов и напряжений, показанные на рис. 21.18, приняты за положительные.

При отсутствии угловой погрешности векторы \underline{U}'_1 и \underline{U}_2 совпадают по фазе.

Если вектор \underline{U}_2 опережает вектор \underline{U}'_1 , угловая погрешность считается положительной.

Допустимая погрешность трансформатора напряжения по напряжению в процентах при номинальных условиях численно равна классу точности (табл. 21.54).

Трансформаторы напряжения включаются так же, как силовые трансформаторы.

Вторичная мощность определяется уравнением

$$P_2 = U_2 I_2 = U_2^2 / Z_2. \quad (21.13)$$

Ток вторичной обмотки

$$I_2 = U_2 / Z_2. \quad (21.14)$$

Номинальная мощность трансформатора напряжения представляет собой наибольшее значение вторичной мощности при $\cos \varphi = 0,8$, при которой погрешность не выходит за пределы, определенные классом точности (ГОСТ 1983—2001).

В табл. 21.54 указаны погрешности трансформаторов для защиты (классы точности 3Р и 6Р) в диапазоне первичных напряжений от 0,2 до 1,2 номинального. При значении первичного напряжения, подведенного к трансформатору для защиты, равном 0,02 номинального, предельные значения допускаемых погреш-

Таблица 21.54. Погрешности трансформаторов напряжения

Класс точности	Максимальная погрешность (\pm)	
	напряжения, %	угловая, мин
0,1	0,1	5
0,2	0,2	10
0,5	0,5	20
1	1	40
3	3	Не нормирована
3P	3	120
6P	6	240

Примечание. Для трехобмоточных трансформаторов классы точности устанавливаются для основной вторичной обмотки.

ностей должны быть увеличены в 2 раза. При значении первичного напряжения, подведенного к трансформатору для защиты, равном 0,05; 1,5 или 1,9 номинального, предельные значения допускаемых погрешностей по согласованию между разработчиком и заказчиком могут быть увеличены в 2 раза. В стандартах на трансформаторы конкретных типов должны быть указаны расчетные значения погрешностей при значениях напряжений 0,02; 0,05; 1,5 и 1,9 номинального.

Указанные погрешности должны соблюдаться при колебании первичного напряжения в пределах $(0,8 \div 1,2)U_{1\text{ном}}$, коэффициенте мощности активно-индуктивной нагрузки, равном 0,8, и изменении отдаваемой мощности от $0,25S_{\text{ном}}(U_1/U_{1\text{ном}})^2$ до $S_{\text{ном}}(U_1/U_{1\text{ном}})^2$, где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность, В·А; U_1 — значение напряжения, подведенного в трансформатор напряжения.

Схемы соединения трансформаторов напряжения. Схема включения однофазного трансформатора напряжения представлена на рис. 21.18, а. Предохранители FV_1 и FV_2 защищают сеть высокого напряжения от повреждений первичной обмотки TV . Предохранители FV_3 и FV_4 (или автома-

тические выключатели) защищают TV от повреждений в нагрузке.

Схема соединения двух однофазных трансформаторов напряжения $TV1$ и $TV2$ в открытый треугольник (рис. 21.19). Трансформаторы включены на два междуфазных напряжения, например U_{AB} и U_{BC} . Напряжение на зажимах вторичных обмоток TV всегда пропорционально междуфазным напряжениям, подведенным с первичной стороны. Между проводами вторичной цепи включается нагрузка (реле). Схема позволяет получать все три междуфазных напряжения U_{AB} , U_{BC} и U_{CA} (не рекомендуется присоединять нагрузку между точками a и c , так как через трансформаторы будет протекать дополнительный ток нагрузки, вызывающий повышение погрешности).

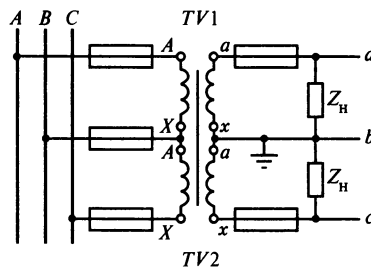


Рис. 21.19. Схема соединения двух однофазных трансформаторов напряжения в открытый треугольник

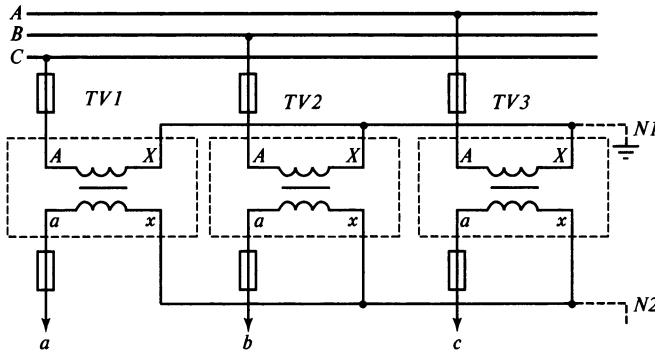


Рис. 21.20. Схема соединения трех однофазных трансформаторов напряжения в звезду

Схема соединения трех однофазных трансформаторов напряжения в звезду, приведенная на рис. 21.20, предназначена для получения напряжений фаз относительно земли и междуфазных (линейных) напряжений. Три первичные обмотки TV соединяются в звезду. Начала каждой обмотки A присоединяются к соответствующим фазам линии, а концы X объединяются в общую точку (нейтраль $N1$) и заземляются. При таком включении к каждой первичной обмотке ТН подводится напряжение фазы линии электропередачи (ЛЭП) относительно земли. Концы вторичных обмоток ТН (x) также соединяются в звезду, нейтраль которой $N2$ связывается с нулевой точкой нагрузки. В приведенной схеме нейтраль первичной обмотки (точка $N1$) жестко связана с землей и имеет потенциал, равный нулю, такой же потенциал будут иметь нейтраль $N2$ и связанная с ней нейтраль нагрузки. При такой схеме фазные напряжения на вторичной стороне соответствуют фазным напряжениям относительно земли первичной стороны. Заземление нейтрали первичной обмотки трансформатора напряжения и наличие нулевого провода во вторичной цепи являются обязательным условием для получения фазных напряжений относительно земли.

Схема соединения трех однофазных трансформаторов напряжения в фильтр напряжений нулевой последовательности

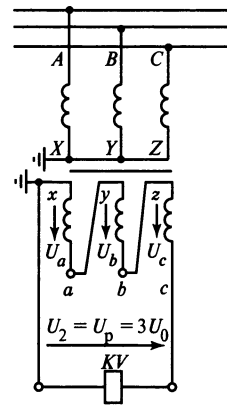


Рис. 21.21. Схема соединения однофазных трансформаторов напряжения в фильтр напряжений нулевой последовательности

(рис. 21.21). Первичные обмотки соединены в звезду с заземленной нейтралью, а вторичные — последовательно, образуя незамкнутый треугольник. К зажимам разомкнутых вершин треугольника подсоединяются реле напряжения KV . Напряжение U_2 на зажимах разомкнутого треугольника равно геометрической сумме напряжений вторичных обмоток:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c = 3U_0. \quad (21.15)$$

Рассмотренная схема является фильтром нулевой последовательности (НП). Необходимым условием работы схемы в качестве фильтра НП является заземление

нейтрали первичной обмотки ТН. Применяя однофазные ТН с двумя вторичными обмотками, можно соединить одну из них по схеме звезды, а вторую — по схеме разомкнутого треугольника (рис. 21.22). Номинальное вторичное напряжение у обмотки, предназначенной для соединения в разомкнутый треугольник, принимается равным для сетей с заземленной нейтралью 100 В, а для сетей с изолированной нейтралью 100/3 В.

Схема включения трехфазного трехстержневого трансформатора напряжения показана на рис. 21.23. Нейтраль ТН заземлена.

Схема соединения обмоток трехфазного трансформатора напряжения в фильтр напряжения НП показана на рис. 21.23.

Трехфазные трехстержневые ТН для данной схемы применяться не могут, так как в их магнитопроводе отсутствуют пути для замыкания магнитных потоков НП Φ_0 , создаваемых током I_0 в первичных обмотках при замыкании на землю в сети. В этом случае поток Φ_0 замыкается через воздух по пути с большим магнитным сопротивлением. Это приводит к уменьшению сопротивления НП трансформатора и резкому увеличению $I_{\text{нам}}$. Повышенный ток $I_{\text{нам}}$ вызывает недопустимый нагрев трансформатора, в связи с чем применение трехстержневых ТН недопустимо. В пятистержневых трансформаторах для замыкания потоков Φ_0 служат четвертый и пятый стержни магнитопровода (рис. 21.24).

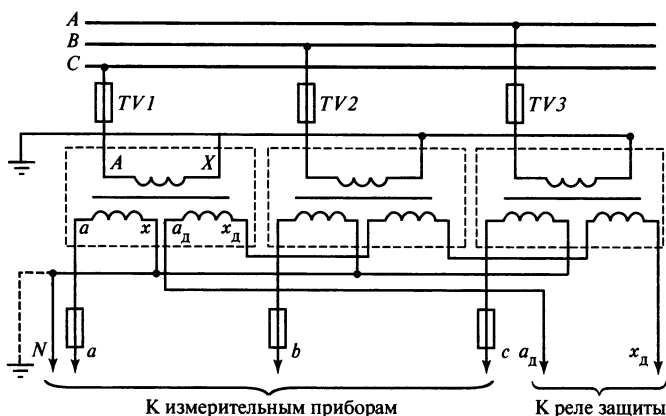


Рис. 21.22. Схема включения трех однофазных трансформаторов напряжения для контроля изоляции

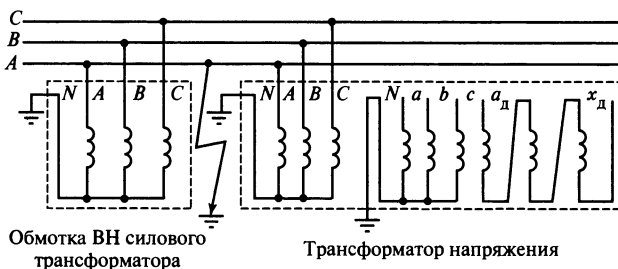


Рис. 21.23. Схема включения трехфазного трехстержневого трансформатора напряжения в системе с заземленной нейтралью

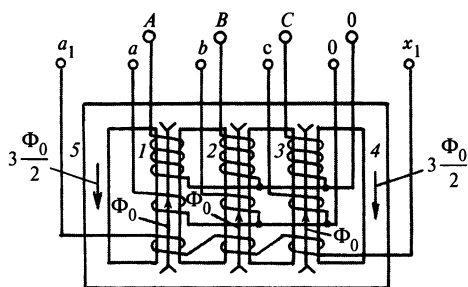


Рис. 21.24. Пути замыкания магнитных потоков нулевой последовательности в трехфазном пятистержневом трансформаторе напряжения

Для получения $3U_0$ от трехфазного пятистержневого трансформатора напряжения на каждом из его основных стержней 1, 2 и 3 выполняется дополнительная (третья) обмотка, соединяемая по схеме разомкнутого треугольника. Напряжение на выводах этой обмотки появляется только при КЗ на землю, когда возникают магнитные потоки НП, замыкающиеся по 4 и 5 стержням магнитопровода. Схемы с пятистержневым ТН позволяют получать одновременно с напряжением НП фазные и междуфазные напряжения. Применяются для измерения напряжений и контроля изоляции в сетях с изолированной нейтралью. Для этих же целей можно использовать схему рис. 21.22 с тремя однофазными ТН.

При измерении мощности или энергии трехфазной системы применяется схема включения трансформатора напряжения, приведенная на рис. 21.25.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток.

Номинальное напряжение первичной обмотки ТН должно быть равно номинальному напряжению установки $U_{\text{ном ТН}} = U_{\text{ном,уст}}$ (для систем с изолированной нейтралью). Для систем с заземленной нейтралью номинальное напряжение первич-

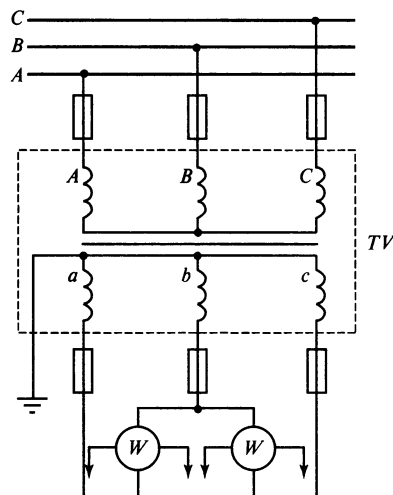


Рис. 21.25. Схема включения трехфазного трехстержневого трансформатора напряжения для измерения мощности по методу двух ваттметров

ной обмотки должно быть равно фазному напряжению установки.

Соответствие классу точности следует проверить сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключенных приборов. Для питания счетчиков электроэнергии используются ТН класса 0,5. Для щитовых приборов используются ТН классов 1,0 и 3,0. Требования к ТН со стороны низкого напряжения диктуются релейной защитой и мощностью, потребляемой измерительными приборами.

Нагрузка ТН должна равномерно распределяться по всем трем фазам. Суммарная нагрузка не должна превышать значение, указанное в каталоге при требуемом классе точности.

Если схема соединения обмоток трансформатора напряжения соответствует схеме соединения параллельных обмоток измерительных приборов (например, ваттметров и счетчиков к двум однофазным трансформаторам напряжения, соединенным по схеме открытого треугольника), то нагрузку на каждую фазу легко определить,

суммируя нагрузку всех параллельных обмоток приборов (реле):

$$S_{2p} = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2}.$$

Если схемы соединения обмоток трансформатора напряжения и обмоток напряжения приборов различны (например, присоединение ваттметров и счетчиков к трехфазному трансформатору напряжения с соединением обмоток звезда — звезда), то нагрузку на каждую фазу точно определить нельзя. В этом случае обычно подсчитывают полную трехфазную нагрузку от всех измерительных приборов и сравнивают ее с трехфазной номинальной мощностью трансформатора или группы трех однофазных трансформаторов в данном классе точности.

За номинальную мощность ТН $S_{\text{ном ТН}}$ следует принимать:

- 1) мощность всех трех фаз — для трансформаторов, соединенных по схеме звезды;
- 2) удвоенную мощность одного трансформатора — для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника.

Определив нагрузку фаз трансформаторов, приравниваем ее к номинальной вторичной нагрузке выбранного трансформатора напряжения. Следовательно, условием соответствия трансформаторов напряжения заданному классу точности является следующее неравенство:

$$S_{2p} \leq S_{\text{ном ТН}}.$$

Сечение проводников, соединяющих ТН и приборы, выбирается таким, чтобы потери напряжения на них не превышали 0,5 % $U_{2\text{ном}}$ (где $U_{2\text{ном}}$ — номинальное напряжение вторичной обмотки). Для обеспечения механической прочности сечение медного кабеля должно быть не менее 1,5 мм², алюминиевого — 2,5 мм².

Проверку по электродинамической и термической стойкости аппаратов и ошиновки цепей трансформаторов напряжения при условии расположения их в отдельной камере производить не нужно.

Порядок выбора ТН сведен в табл. 21.55.

Для защиты ТН от повреждения в цепи нагрузки во вторичную цепь включается автоматический выключатель или предохранитель. Номинальный ток аппаратов защиты равен току нагрузки.

Для защиты сети от повреждений в первичной обмотке ТН устанавливаются кварцевые предохранители типа ПKN. Номинальное напряжение предохранителя выбирается равным номинальному напряжению трансформатора.

Трансформаторы напряжения можно использовать как силовой трансформатор. Предельная мощность указана в каталожных данных. При предельной мощности температура трансформатора достигает предельного значения.

Технические данные ТН приведены в табл. 21.56. Внешний вид некоторых типов ТН представлен на рис. 21.26 — 21.32.

Таблица 21.55. Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Проверяемая величина	Формула
Номинальное первичное напряжение $U_{\text{ном. ТН}}$, кВ	$U_{\text{ном. ТН}} \geq U_{\text{ном. у}}$
Тип и схема соединения обмоток	В зависимости от назначения
Нагрузка на фазу $S_{2\text{ном}}$, В · А	$S_{2p} < S_{2\text{ном}}$
Погрешность ΔU , %	$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$

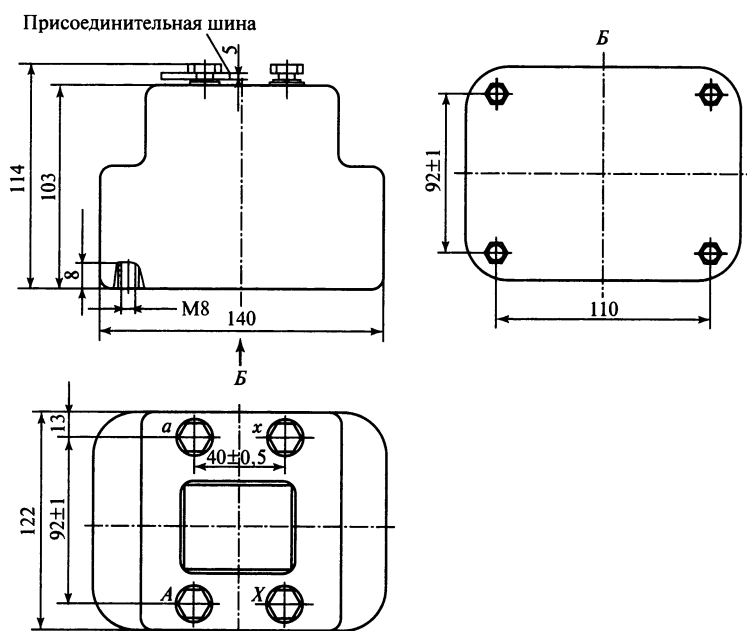


Рис. 21.26. Трансформатор напряжения НОЛ.12-0,38

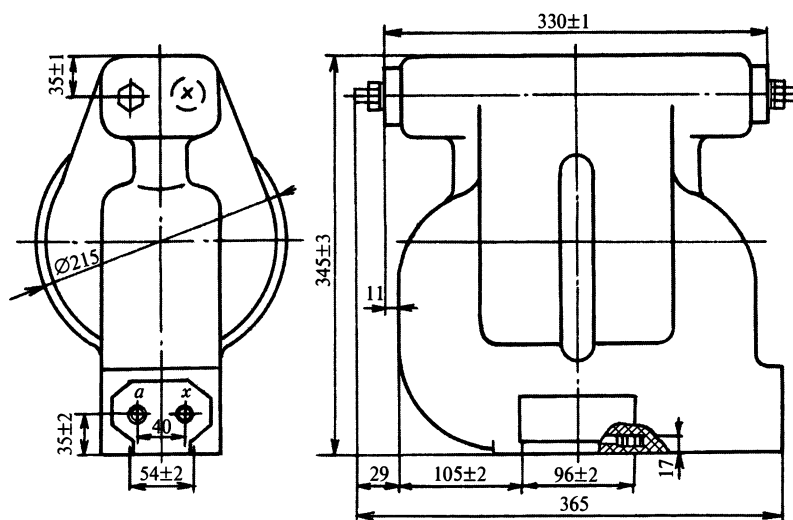


Рис. 21.27. Трансформатор напряжения НОЛП-10

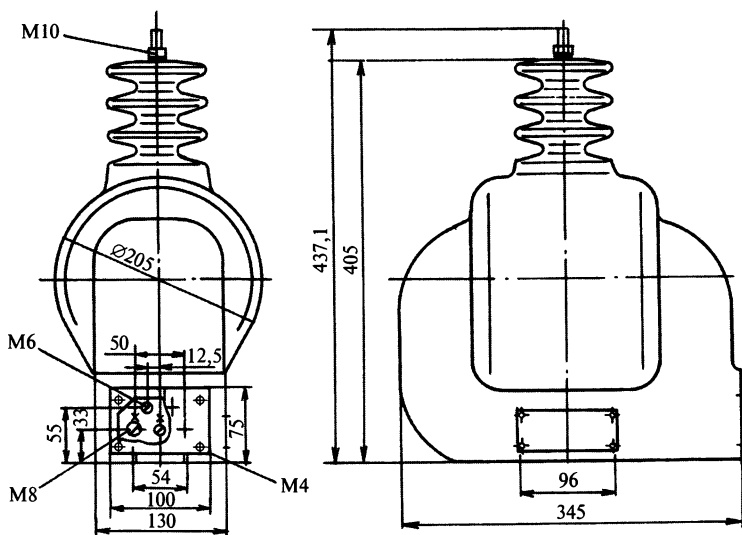


Рис. 21.28. Трансформатор напряжения ЗНОЛ-6-III

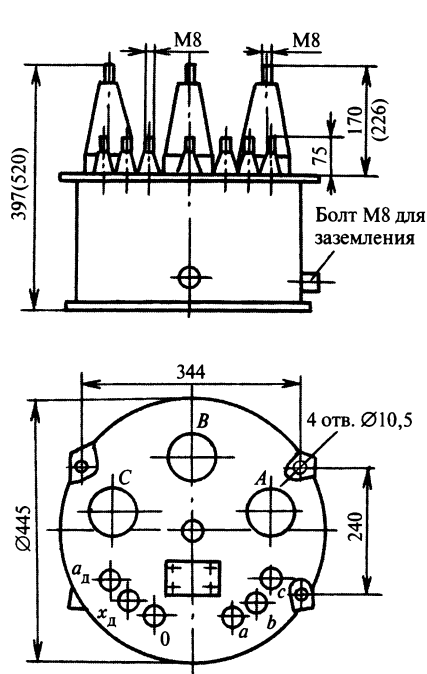


Рис. 21.29. Трансформатор напряжения НТМИ-6-66

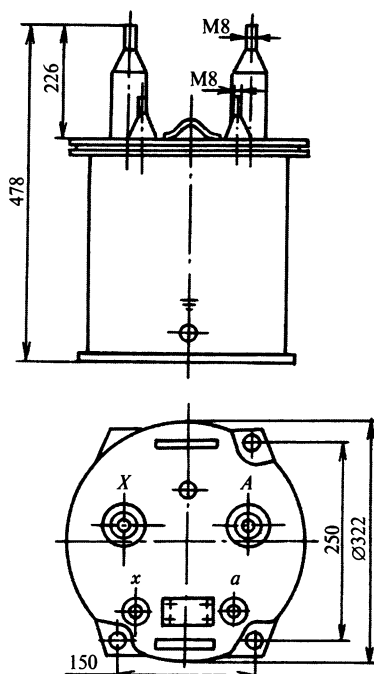


Рис. 21.30. Трансформатор напряжения НОМ-10-66

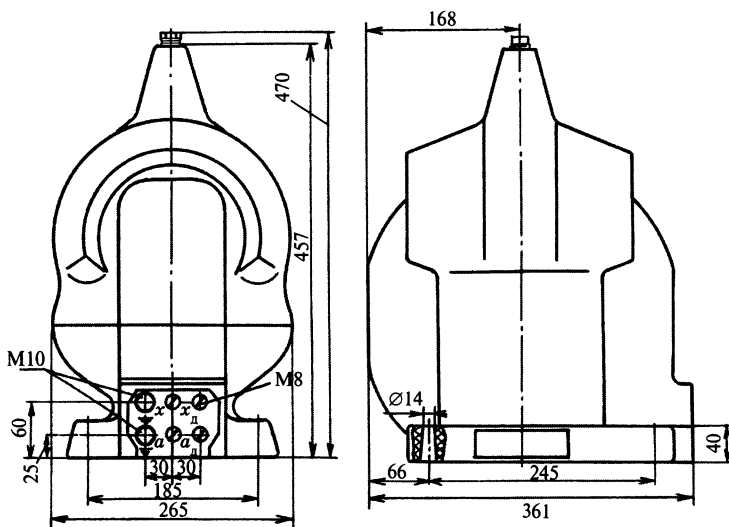


Рис. 21.31. Трансформатор напряжения ЗНОЛЭ-35

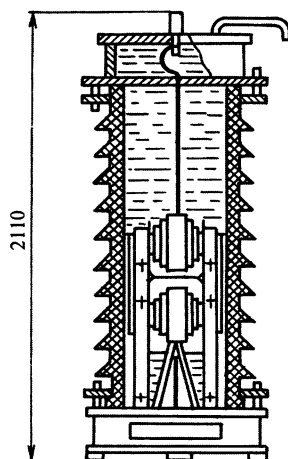


Рис. 21.32. Трансформатор напряжения НКФ-110-58

Номинальные мощности для трансформаторов различных классов точности определяют, исходя из установленных предельных значений погрешностей напряжения для этих классов точности.

На рис. 21.33 приведены рекомендуемые характеристики процентного изменения вторичного напряжения трансформатора, соответствующие коэффициенту

мощности вторичной нагрузки $0,8$ при активно-индуктивной нагрузке (f — погрешность напряжения, %; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность для высшего класса точности, В · А).

Характеристика 1 соответствует приложенному первичному напряжению $0,8U_{\text{ном}}$; характеристика 2 — напряжению $1,2U_{\text{ном}}$. Характеристики позволяют определять

Таблица 21.56. Технические характеристики трансформаторов напряжения

Тип трансформатора напряжения	Номинальное напряжение обмоток, В		Номинальная мощность, В · А, для классов точности							Предельная мощность, В · А	Масса, кг
	первичной	вторичной	0,1	0,2	0,5	1,0	3,0				
НОЛ.12-0,38	380	127	—	—	—	30	—	80	4,4		
НОЛ.12-0,69	690	127	—	—	—	30	—	80	4,8		
НОЛ.08-3	3000; 3300	100; 110	—	15	30	50	75	150	26,5		
ЗНОЛ.06-3	3000/√3 ; 3300/√3	100/√3 ; 100/3* ; 100*	—	15	30	50	150	250	26,5		
НЛЛ-3	3000	100	5	—	—	—	—	—	26,5		
НОЛ.08-6	6000; 6300; 6600; 6900	100; 110	—	30	50	75	200	400	26,5		
ЗНОЛ.06-6	6000/√3 ; 6300/√3 ; 6600/√3 ; 6900/√3	100/√3 ; 100/3* ; 100*	—	30	50	75	200	400	26,5		
ЗНОЛП-6	6000/√3 ; 6300/√3 ; 6600/√3 ; 6900/√3	100/√3 ; 100/3* ; 100*	—	30	50	75	200	400	32		
НОЛП-6	6000; 6300; 6600; 6900	100; 110	—	30	50	75	200	400	33		
НОЛ.11-6	6000	100; 127	—	—	—	—	250	500	16		
НОЛ.12-6	6300	100; 127	—	—	—	30	—	125	15		
ЗНОЛ.09-6	6000/√3 ; 6300/√3 ; 6600/√3 ; 6900/√3	100/√3 ; 100/3* ; 100*	—	—	50	75	200	400	28,5		
ЗНОЛ-6-III	6000/√3 ; 6300/√3	100/√3 ; 100/3* ; 100*	—	30	50	75	200	400	42		
НТМИ-6-66	3000; 600	100; 100/3*	—	—	50	75	200	400	59		
НТМИ-10-66	10 000	100; 100/3*	—	—	75	150	300	630	—		
НОМ-10-66	10 000	100	—	—	75	150	300	630	—		
НОЛ.08-10	10 000; 11 000	100; 110	—	—	75	150	300	630	31,5		
ЗНОЛ.09-10	10 000/√3 ; 11 000/√3	100/√3 ; 100/3* ; 100*	—	—	75	150	300	630	31,5		
ЗНОЛ.06-10	10 000/√3 ; 11 000/√3	100/√3 ; 100/3* ; 100*	—	—	75	150	300	630	28,5		

ЗНОЛП-10	$10\,000/\sqrt{3}; 10\,500/\sqrt{3};$ $11\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100/3^*; 100^*$	—	30	—	—	—	—	32
НОЛ-12-10	19 500	100; 127	—	—	—	30	—	125	20
НОЛП-10	10 000; 11 000	100; 110	—	50	75	150	300	630	33
ЗНОЛ-10-III	$10\,000/\sqrt{3}; 10\,500/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100/3^*; 100^*$	—	50	75	150	300	630	42
НЛЛ-10	10 000	100	5	—	—	—	—	—	28,5
ЗНОЛ-06.15	$13\,800/\sqrt{3}; 15\,750/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100/3^*; 100^*$	—	50	75	150	300	630	29,5
ЗНОЛ-06-20	$18\,000/\sqrt{3}; 20\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100/3^*; 100^*$	—	50	75	150	300	630	32,5
ЗНОЛ-06-24	$24\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100/3^*; 100^*$	—	50	75	150	300	630	40,5
ЗНОЛЭ-35	$35\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100/3$	—	—	150	300	600	1000	60
ЗНОЛ-35	$35\,000/\sqrt{3}$	100; 127; 230	—	—	150	300	600	1000	90
	$35\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100/3^*$	—	75	150	300	600	1000	90
НЛЛ-35	18 000; 20 000; 22 000; 24 000; 30 000; 33 000; 35 000; 36 000	$100; 100/\sqrt{3}$	10; 5	15; 10	—	—	—	—	85
ЗНОГ-110-79	$100\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100^*$	—	—	400	600	120	2500	250
ЗНОГ-220-79	$220\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100$	—	—	400	600	120	2500	390
НКФ-110-57	$110\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100^*$	—	—	400	600	1200	2000	770
НКФ-110-58	$110\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100$	—	—	400	600	1200	2000	770
	$220\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100; 100/\sqrt{3};$ 100^*	—	—	400	600	1200	2000	1500
НКФ-220-58	$230\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}; 100^*; 100/\sqrt{3};$ 100^*	—	—	400	600	1200	2000	1500

* Вторичное напряжение на дополнительной обмотке.

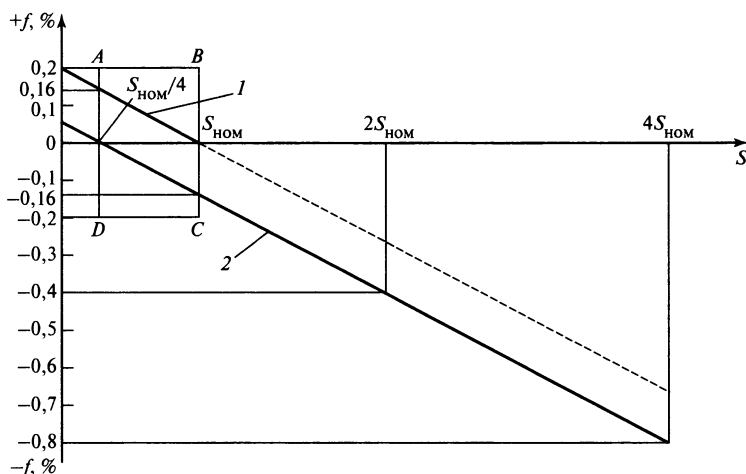


Рис. 21.33. Характеристики зависимости погрешности от вторичной мощности

коэффициенты кратности номинальных мощностей для более низких классов точности по выбранной номинальной мощности для высшего класса точности. Характеристики приведены для трансформатора, имеющего класс точности 0,2.

Выбор кратности номинальных мощностей для классов точности 1 и 3 допускается осуществлять по рис. 21.33 по выбранной номинальной мощности для класса точности 0,5.

Класс точности 0,5 для данного трансформатора — высший. Коэффициенты кратности мощностей приблизительно равны 1,5 и 3,5.

Выбор мощностей осуществляют по рис. 21.33 так, чтобы характеристика погрешности трансформатора имела определенный запас, составляющий примерно 20 % предельного значения погрешности вторичного напряжения или 5 % с учетом результатов климатических испытаний, проведенных при верхнем и нижнем значениях рабочих температур окружающей среды по ГОСТ 15150—69 и ГОСТ 15543.1—89.

На рис. 21.33 прямоугольник ABCD характеризует предельно допускаемую зону погрешности напряжения трансфор-

матора при изменении вторичной нагрузки от 0,25 до номинального значения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 21

21.1. ГОСТ 7746—2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 2003.

21.2. ГОСТ 1983—2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 2003.

21.3. **Электротехнический справочник**. В 4 т. / под общ. ред. проф. МЭИ. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства. М.: Издательство МЭИ, 2001.

21.4. **Справочник** по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. / под общ. ред. А.А. Федорова. Т. 1. Электроснабжение. М.: Энергоатомиздат, 1986.

21.5. **Справочник** по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. / под общ. ред. А.А. Федорова. Т. 2. Электрооборудование. М.: Энергоатомиздат, 1987.

21.6. **Андреев В.А.** Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. М.: Высш. шк., 2006.

21.7. **Чернобровов Н.В., Семенов В.А.** Релейная защита энергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2007.

Раздел 22

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

22.1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Аварийное освещение — освещение при аварийном отключении рабочего освещения для продолжения работы (освещение безопасности) или эвакуации людей из помещения (эвакуационное освещение).

Акцентирующее освещение — выделение светом отдельных деталей на менее освещенном фоне.

Боковое естественное освещение — естественное освещение помещения через световые проемы в наружных стенах.

Верхнее освещение — естественное освещение помещения через фонари, световые проемы в стенах в местах перепада высот зданий.

Дежурное освещение — освещение в нерабочее время.

Дополнительное искусственное освещение — освещение, которое используется в течение рабочего дня в зонах с недостаточным естественным освещением.

Заливающее освещение — общее (равномерное или неравномерное) освещение всего фасада здания или сооружения либо его существенной части световыми приборами.

Естественное освещение — освещение помещений светом прямым или отраженным, проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях.

Комбинированное искусственное освещение помещений — освещение, при котором к общему освещению добавляется местное.

Комбинированное естественное освещение помещений — сочетание верхнего и бокового естественного освещения.

Контраст объекта различения с фоном K — отношение абсолютной величины разности между яркостью объекта и фона к яркости фона.

Контраст объекта различения с фоном считается:

большим — при значении K более 0,5 (объект и фон резко различаются по яркости);

средним — при значениях K от 0,2 до 0,5 (объект и фон заметно различаются по яркости);

малым — при значениях K менее 0,2 (объект и фон мало различаются по яркости).

Коэффициент запаса K_z — расчетный коэффициент, учитывающий снижение коэффициента естественной освещенности (КЕО) и освещенности в процессе эксплуатации, вследствие загрязнения и старения светопрозрачных заполнений в световых проемах, источников света (ламп) и светильников, а также снижение отражающих свойств поверхностей помещения.

Коэффициент пульсации освещенности $K_{\text{п}}$ (%) — критерий оценки относительной глубины колебаний освещенности в результате изменения во времени светового потока разрядных ламп при питании их переменным током, выражающийся формулой:

$$K_{\text{п}} = 100(E_{\text{max}} - E_{\text{min}})/(2E_{\text{cp}}), \quad (22.1)$$

где E_{max} и E_{min} — соответственно максимальное и минимальное значение освещенности за период ее колебания, лк; E_{cp} — среднее значение освещенности за тот же период, лк.

Красное отношение r_k — выраженное в процентах отношение красного светового

потока к общему световому потоку источника света:

$$r_k = 100 \frac{\int_{610}^{700} \varphi(\lambda) V(\lambda) d\lambda}{\int_{380}^{700} \varphi(\lambda) V(\lambda) d\lambda}, \quad (22.2)$$

где $\varphi(\lambda)$ — спектральная плотность потока; λ — длина волны; $V(\lambda)$ — относительная спектральная световая эффективность монохроматического излучения.

Локальное освещение — освещение части здания или сооружения, а также отдельных архитектурных элементов при отсутствии заливающего освещения.

Местное освещение — освещение, дополнительное к общему, создаваемое светильниками, концентрирующими световой поток непосредственно на рабочих местах.

Наружное архитектурное освещение — искусственное освещение фасадов зданий и сооружений, произведений монументального искусства и элементов городского ландшафта для обеспечения их художественной выразительности, отвечающее требованиям экологии зрительного восприятия и социально-экономической эффективности.

Объект различения — рассматриваемый предмет, отдельная его часть или дефект, которые требуется различать в процессе работы.

Общее освещение — освещение, при котором светильники размещаются в верхней зоне помещения равномерно (общее равномерное освещение) или применительно к расположению оборудования (общее локализованное освещение).

Относительная спектральная световая эффективность монохроматического излучения $V(\lambda)$ с длиной волны λ — отношение двух потоков излучения соответственно с длинами волн λ_{\max} и λ , вызывающих в точно определенных фотометрических условиях зрительные ощущения одинаковой силы; при этом длина волны λ_{\max}

выбрана таким образом, что максимальное значение этого отношения равно единице.

Отраженная блескость — характеристика отражения светового потока от рабочей поверхности в направлении глаз работающего, определяющая снижение видимости вследствие чрезмерного увеличения яркости рабочей поверхности и вуалирующего действия, снижающего контраст между объектом и фоном.

Показатель дискомфорта М — критерий оценки дискомфортной блескости, вызывающей неприятные ощущения при неравномерном распределении яркостей в поле зрения, выражающийся формулой:

$$M = L_{\text{ад}} \omega^{0,5} / \varphi^{0,5}, \quad (22.3)$$

где φ — индекс позиции блеского источника относительно линии зрения; $L_{\text{ад}}$ — яркость адаптации, кд/м²; ω — угол зрения.

Показатель ослепленности Р — критерий оценки слепящего действия осветительной установки, определяемый выражением:

$$P = (S_0 - 1)1000, \quad (22.4)$$

где S_0 — коэффициент ослепленности, равный отношению пороговых разностей яркости при наличии и отсутствии слепящих источников в поле зрения.

Полуцилиндрическая освещенность — характеристика насыщенности светом пространства и тенеобразующего эффекта освещения для наблюдателя, движущегося по улице параллельно ее оси. Определяется как средняя плотность светового потока на поверхности вертикально расположенного на продольной линии улицы на высоте 1,5 м полуцилиндра, радиус и высота которого стремятся к нулю. Расчет полуцилиндрической освещенности производится инженерным методом.

Рабочая поверхность — поверхность, на которой производится работа и на которой нормируется или измеряется освещенность.

Селитебная территория — территория, предназначенная для размещения жилищного фонда, общественных зданий

и сооружений, в том числе научно-исследовательских институтов и их комплексов, а также отдельных коммунальных и промышленных объектов, не требующих устройства санитарно-защитных зон; для устройства путей внутригородского сообщения, улиц, площадей, парков, садов, бульваров и других мест общего пользования.

Совмещенное освещение — освещение, при котором одновременно применяется естественное и искусственное освещение.

Средневзвешенный коэффициент отражения — коэффициент отражения, усредненный по площади (фасада, помещений, рабочей поверхности и т.п.).

Средняя освещенность улиц, дорог и площадей — освещенность, средневзвешенная по площади.

Средняя яркость дорожной поверхности — средневзвешенная по площади яркость сухих дорожных покрытий в направлении глаз наблюдателя, находящегося на оси движения транспорта.

Стробоскопический эффект — явление искажения зрительного восприятия вращающихся, движущихся или сменяющихся объектов в мелькающем свете, возникающее при совпадении кратности частотных характеристик движения объектов и изменения светового потока по времени в осветительных установках, выполненных газоразрядными источниками света, питаемыми переменным током.

Условная рабочая поверхность — условно принятая горизонтальная поверхность, расположенная на высоте 0,8 м от пола.

Фон — прилегающая непосредственно к объекту различения поверхность, на которой этот объект рассматривается. Фон считается:

светлым — при коэффициенте отражения поверхности более 0,4;

средним — при коэффициенте отражения поверхности от 0,2 до 0,4;

темным — при коэффициенте отражения поверхности менее 0,2.

Цветовая температура T_c — температура излучателя Планка (черного тела), при

которой его излучение имеет ту же цветность, что и излучение рассматриваемого тела, К.

Цветопередача — общее понятие, характеризующее влияние спектрального состава источника света на зрительное восприятие цветных объектов, сознательно или бессознательно сравниваемое с восприятием тех же объектов, освещенных стандартным источником света.

Цилиндрическая освещенность E_c — характеристика насыщенности помещения светом. Определяется как средняя плотность светового потока на поверхности вертикально расположенного в помещении цилиндра, радиус и высота которого стремятся к нулю. Расчет цилиндрической освещенности производится инженерным методом.

Эвакуационное освещение — освещение для эвакуации людей из помещения при аварийном отключении рабочего освещения.

22.2. ОСНОВНЫЕ СВОТТЕХНИЧЕСКИЕ ЕДИНИЦЫ И СООТНОШЕНИЯ

Основные световые понятия, величины и единицы представлены в табл. 22.1. В таблице приняты следующие обозначения: $V(\lambda)$ — нормализованная функция относительной спектральной световой эффективности излучения (относительная спектральная чувствительность глаза) (табл. 22.2); Φ_λ — спектральная плотность лучистого потока, Вт; ω — телесный угол, измеряемый отношением площади S , которую он вырезает на поверхности сферы, описанной из его вершины, к квадрату радиуса r этой сферы:

$$\omega = S/r^2; \quad (22.5)$$

S_1 — площадь светящейся поверхности, м²; S_2 — площадь освещаемой поверхности, м²; E_1 — освещенность элемента, освещаемого источником света (ИС) под углом 90° к нормали светящей поверхности, лк.

За единицу телесного угла — стерadian (ср) — принимается угол, который, имея вершину в центре сферы, вырезает на ее поверхности участок, равный квадрату радиуса.

Понятие силы света приложимо только к точечным источникам, размеры которых малы по сравнению с расстоянием до них.

Таблица 22.1. Основные понятия светотехники

Понятие	Определяющее уравнение	Единица измерения	Определение единицы
Сила света	$I = d\Phi/d\omega$	кандела (кд)	—
Световой поток	$\Phi = 680 \int_0^\infty \Phi_\lambda V(\lambda) d\lambda$	люмен (лм)	1 лм = 1 кд · ср
Освещенность	$E = d\Phi/dS_2$	люкс (лк)	1 лк = 1 лм · м ⁻²
Светимость	$M = d\Phi/dS_1$	—	1 лм · м ⁻²
Яркость	$L = dI/(dS_1 \cdot \cos\alpha)$ или $L = dE_1/d\omega$	—	1 кд · м ⁻²
Световая отдача	$H = \Phi/P$	—	лм/Вт

Таблица 22.2. Нормализованная функция относительной спектральной световой эффективности монохроматического излучения для дневного зрения

λ , нм	$V(\lambda)$	λ , нм	$V(\lambda)$
380	0,00004	580	0,870
390	0,00012	590	0,757
400	0,0004	600	0,631
410	0,0012	610	0,503
420	0,0040	620	0,381
430	0,0116	630	0,265
440	0,023	640	0,175
450	0,038	650	0,107
460	0,060	660	0,061
470	0,091	670	0,032
480	0,139	680	0,017
490	0,208	690	0,0082
500	0,323	700	0,0041
510	0,503	710	0,0021
520	0,710	720	0,00105
530	0,862	730	0,00052
540	0,954	740	0,00025
550	0,995	750	0,00012
555	1,000	760	0,00006
560	0,995	770	0,00003
570	0,952		

Для точечных источников света работает соотношение

$$5l \leq L, \quad (22.6)$$

где l — наибольший габарит ИС; L — расстояние от светящей части ИС до рабочей поверхности.

Для точечных ИС справедливо соотношение

$$E_A = \frac{I_\alpha}{l^2} \cos \beta, \quad (22.7)$$

где I_α — сила света светильника по направлению к точке A ; β — угол между направлением силы света в точку A и нормалью к элементу dS ; l — расстояние от светильника до элемента поверхности.

Пояснение к расчету освещенности от точечного светящего элемента O поверхности S в точке A представлено на рис. 22.1.

Световые свойства поверхностей характеризуются коэффициентами отражения ρ , пропускания τ и поглощения α , причем во всех случаях $\rho + \tau + \alpha = 1$.

Поверхности, яркость которых в отраженном или пропущенном свете одинакова

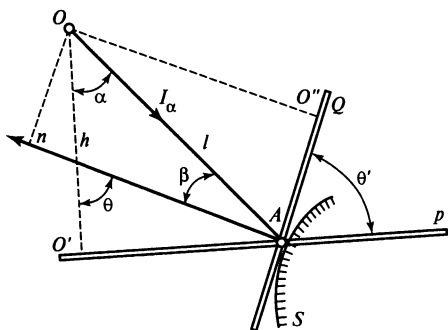


Рис. 22.1. К расчету освещенности от точечного светящего элемента с симметричным светораспределением:

n — нормаль к поверхности S в точке A ; h — перпендикуляр к горизонтالي p ; Q — касательная к поверхности S в точке A ; l — расстояние от светящего элемента до точки A ; θ — угол между горизонталью и нормалью к поверхности S в точке A ; β — угол между нормалью и линией, соединяющей точки O — A ; O' и O'' — перпендикуляры к горизонтали и касательной к поверхности S ; θ' — угол между касательной к поверхности S в точке A и горизонталью

во всех направлениях, называются диффузными. Для них имеют место соотношения:

$$\left. \begin{aligned} I_\alpha &= I_0 \cos \alpha + L S \cos \alpha; \\ \Phi &= I_0 \pi = L S \pi; \\ L &= E \rho / \pi \text{ или } L = E \tau / \pi, \end{aligned} \right\} \quad (22.8)$$

где I_0 — сила света в направлении нормали к поверхности; I_α — сила света под углом α к нормали.

Близки по свойствам к диффузным поверхностям и часто приравниваются к последним в отраженном свете матовые поверхности бумаги, ткани, дерева, необработанные металлы, побеленные поверхности и штукатурка; в проходящем свете — только молочные стекла.

22.3. ИСТОЧНИКИ СВЕТА

Источники света (ИС) по принципу преобразования электрической энергии в световую подразделяются на две группы — температурные ИС и разрядные ИС. Температурные ИС — лампы накаливания (ЛН), несмотря на низкую стоимость и удобство в обращении, нельзя рассматривать как перспективные вследствие сравнительно низкой световой отдачи (8—20 лм/Вт), невысокой продолжительности горения (не более 2000 ч), не всегда приемлемой цветопередачи. Применение ЛН обосновано для аварийного освещения, особенно при использовании их в светильниках с высокой степенью защиты от неблагоприятных условий окружающей среды. В архитектурном освещении, для большинства осветительных установок рабочего освещения производственных и административных помещений, уличного освещения целесообразно использование разрядных ИС.

Лампы накаливания содержат в маркировке следующие элементы:

первый элемент — от одной до четырех букв — характеризует лампу по важнейшим физическим и конструктивным особенностям (В — вакуумная моноспиральная, Г — газополная аргоновая

моноспиральная, Б — аргоновая биспиральная, БК — биспиральная криптоновая, МТ — в матированной колбе, МЛ — в колбе молочного цвета, О — в опаловой колбе и т.п.);

второй элемент — буквенное выражение из одной-двух букв — определяет назначение ламп (А — автомобильная, Ж — железнодорожная, КМ — коммутаторная, ПЖ — прожекторная, СМ — самолетная и т.д.);

третий элемент — цифровое выражение — определяет номинальное напряже-

ние в вольтах и через дефис — номинальную мощность в ваттах либо силу света в канделах, ток в амперах или световой поток в люменах;

четвертый элемент — отделенная дефисом от третьего элемента цифра — указывает порядковый номер доработки.

Типы, области применения и характеристики основных групп ламп накаливания приведены в табл. 22.3.

В табл. 22.4 представлены параметры ламп накаливания общего назначения.

Таблица 22.3. Типы, области применения и характеристики основных групп ламп накаливания

Наименование ламп	Обозначение типа лампы	Область применения	Напряжение, В	Мощность, Вт (ток, А)	Световой поток, лм (сила света, кд)	Средняя продолжительность горения, ч
Общего назначения ГОСТ 2239—79	В, Б, БК, Г	Внутреннее и наружное освещение	125—245	15—1000	120—20 000	1000
Местного освещения ГОСТ 1182—77	МО, МОД, МОЗ	Рабочие места в производственных помещениях	12; 24; 36; 40	15—100	200—1740	1000
Транспортные:						
автомобильные ГОСТ 2023—75	А, АМН, АС, АКГ	Автомобили и другие транспортные средства	6; 12; 24	0,8—80	13—1900 (1—60)	100—1500
железнодорожные ГОСТ 1181—74	Ж, ЖТ, ЖСК	Подвижной состав железных дорог	24—220	10—100	95—1050	400—1000
судовые ГОСТ 1608—88	С	Суда	13—220	25—200	165—2240	100—1000
самолетные	СМ, СМК, СМЧ, СМЗ	Самолеты	2,5—28	0,6—80	0,3—1000	15—5000
Индикаторные и сигнальные:						
миниатюрные ГОСТ 2204—80	МН	Карманные и портативные фонари, велосипеды, освещение шкал приборов и др.	1—36	(0,068—0,75)	0,8—21	10—2100

Продолжение табл. 22.3

Наименование ламп	Обозначение типа лампы	Область применения	Напряжение, В	Мощность, Вт (ток, А)	Световой поток, лм (сила света, кд)	Средняя продолжительность горения, ч
Индикаторные и сигнальные:						
сверхминиатюрные	СМН, СМНК	Медицинские приборы, пульта управления, сигнальные устройства	1,2—12	(0,005—0,15)	0,002—4	20—6500
коммутаторные ГОСТ 6940—74	КМ	Сигнализация в телефонных коммутаторах и АТС	6—60	(0,035—0,09)	0,9—10,7	1800—3500
светофорные ГОСТ 11085—79	ЖС	Светофоры железнодорожного транспорта	10; 12	5—35	48—380	1000—2000
маячные ГОСТ 16301—80	ММ, КГММ	Морское навигационное оборудование	6—110	3—1000	22—20 000	110—500
сигнальные специальные	СГ, СГА	Сигнальные устройства, сигнальные огни аэродромов	1,2—220	0,45—200	1,3—5000	30—2000
в цилиндрических баллонах ГОСТ 5011—83	Ц	Устройства сигнализации	127; 125—135; 215—225	10; 15; 25	52—190	1000—1100
Для оптических систем и приборов:						
киноаппаратурные	К	Проекционная, звукозаписывающая и другая киноаппаратура	4—220	3—750	26—22 500	150—630
малогабаритные ГОСТ 5011—83	РН, ПШ	Портативные машины, специальные световые приборы (СП)	24—250	10—40	45—410	1000—1100
для оптических приборов	ОП	Различные оптические приборы	2,4—33	1,2—100	4—25 000	1—1000
кинопржекторные	КПЖ	Пржекторы заливающего света	110; 220	150—10 000	3750—295 000	5—100

Продолжение табл. 22.3

Наименование ламп	Обозначение типа лампы	Область применения	Напряжение, В	Мощность, Вт (ток, А)	Световой поток, лм (сила света, кд)	Средняя продолжительность горения, ч
Для оптических систем и приборов:						
прожекторные ГОСТ 7874—76	ПЖ	Прожекторы судовые, железнодорожные, театральные, общего назначения	24; 50; 110; 127; 220; 230	25—3000	250—62 300	50—1000
лампы-фары ТУ 16:						
автомобильные	ЛФА, ЛФАПТ	Автомобили	6; 12	40—100	—	400
самолетные	ЛФСМ	Самолеты	26; 27; 28	60—660	$(35 \cdot 10^3—400 \cdot 10^3)$	5—100
инфракрасные	ЛФИК	Инфракрасные светотехнические системы	4,5; 9	20; 75	—	30; 15
зеркальные лампы ГОСТ 13874—83:						
концентрированного светораспределения	ЗК	Облучательные установки,	127; 130; 220; 225; 240	40—1000	(330—24 000)	1000—1500
среднего	ЗД	внутреннее и наружное	127; 220	40—100	(120—700)	1000
широкого светораспределения	ЗШ	освещение	220; 240	60—1000	(55—4950)	1000—1250
с диффузным отражающим слоем на колбе со стороны цоколя	ДБ, ДГ, ДБВ	Системы отраженного освещения	127; 220	40—300	340—3700	1000
Метрологические светоизмерительные ГОСТ 10771—82:						
силы света	СИС	Световые измерения	10—107	8,6—915	(1—1500)	—
светового потока	СИП	То же	3,5—107	1,9—260	10—3500	—
температурные	ТОВ; ТОИ; ТРВ; ТРВПТ; ТРШ	Оптические пирометры	6—10	—	—	—

Окончание табл. 22.3

Наименование ламп	Обозначение типа лампы	Область применения	Напряжение, В	Мощность, Вт (ток, А)	Световой поток, лм (сила света, кд)	Средняя продолжительность горения, ч
Для технологических целей:						
инфракрасные зеркальные ГОСТ 13874—83	ИКЗ, ИКЗК, ИКЗС	Облучательные инфракрасные (ИК) установки	220	250; 500	—	6000; 6500
галогенные (термоизлучатели)	КГТ, КГО, КГД	Облучательные ИК-установки	24—380	150—7500	—	25—10 000
фотографические ГОСТ 9750—78	Ф, ФД, ФУ, ФС	Освещение объектов съемки, фотолабораторий, фотоувеличители	127; 220	25—500	12—14 000	6—750
Специальные лампы:						
рудничные ГОСТ 12123—74	Р	Головные, ручные и сигнальные аккумуляторные светильники	3,75	0,5—1,18	21—60	50—220
подводные	ПВ, РЛЗС	Подводное освещение, лов рыбы	12; 110; 220	200—1500	3000—30 000	500—750
декоративные	Д, ДК, ДЖ, ДЗ ДБЛ, ДО, ДОП, ДМТ	Декоративное освещение помещений	127; 220	15—100	80—1015	1000—1800

Таблица 22.4. Основные параметры ЛН общего назначения

Тип лампы	Номинальное значение					Тип цоколя по ГОСТ 17100—79*
	Ф, лм	H, лм/Вт	d _к , мм	l, мм	h, мм	
В 125-135-15	135	9,0	61	105	—	E27/27
В 125-135-25	260	10,4	61	105	—	
Б 125-1-135-40	490	12,2	61	110	80	
БК 125-135-40	520	13,0	51	98	77	
Б 125-135-60	810	13,5	61	110	80	
БК 125-135-60	890	14,8	51	98	77	
Б 125-135-100	1540	15,4	61	110	80	E27/27
БК 125-135-100	1670	16,8	56	105	77	
Г 125-135-150	2420	16,1	81	166,5	128	
Г 125-135-150-1	2420	16,1	71	130	93	
Г 125-135-200	3350	16,7	81	166,5	128	
Г 125-135-300-1	5050	16,8	91	184	133	E27/30
Г 125-135-300	5050	16,8	111	240	178	
Г 125-135-500	9200	18,4	111	240	178	E40/45
Г 125-135-1000	20 000	20,0	151	309	225	
Г 125-135-1000-1	20 000	20,0	131	275	202	
В 215-225-15	120	8,0	61	105	—	
В 215-225-25	220	8,8	61	105	—	
Б 215-225-40	430	10,8	61	110	80	
БК 215-225-40	475	11,9	51	98	77	
Б 215-225-60	730	12,2	61	110	80	
БК 215-225-60	800	13,3	51	98	77	
Б 215-225-75	960	12,8	61	110	80	
БК 215-225-75	1030	13,7	56	105	77	
Б 215-225-100	1380	13,8	61	110	80	E27/27
БК 215-225-100	1500	15,0	56	105	77	
Б 215-225-150	2220	14,8	81	166,5	128	
Б 215-225-150-1	2220	14,8	71	130	93	
Г 215-225-150	2090	13,9	81	166,5	128	
Г 215-225-150-1	2090	13,9	71	130	93	
Б 215-225-200	3150	15,7	81	166,5	128	
Г 215-225-200	2950	14,7	81	166,5	128	E27/30
Г 215-225-300-1	4850	16,1	91	184	133	
Г 215-225-300	4850	16,1	111	240	178	
Г 215-225-500	8400	16,1	111	240	178	
Г 215-225-750	13 100	17,5	151	309	225	
Г 215-225-1000	18 800	18,8	151	309	225	E40/45
Г 215-225-1000-1	18 800	18,8	131	275	202	

* С цоколем В 22 по ГОСТ 17100—79, допускаемым для ламп мощностью до 150 Вт включительно, длина лампы *l* уменьшается на 1,5 мм, а высота светового центра *h* — на 8 мм.

Примечания: 1. Расчетное напряжение лампы равно среднему из первых двух чисел обозначения типа, мощность — третьему числу. 2. *H* — световая отдача; *d_к* — диаметр колбы лампы.

Галогенные лампы накаливания (ГЛН) по сравнению с обычными лампами имеют более стабильный по времени световой поток и, следовательно, повышенный срок службы, а также значительно меньшие размеры, более высокие термостойкость и механическую прочность благодаря применению кварцевой колбы. Малые размеры и

прочная оболочка позволяют наполнить лампы до более высоких давлений ксеноном и получать на этой основе более высокую яркость и повышенную световую отдачу (либо увеличенный физический срок службы). Основные параметры типичных видов отдельных групп ГЛН приведены в табл. 22.5.

Таблица 22.5. Основные параметры ГЛН

Тип лампы	Номинальное значение				Тип цоколя
	Φ, клм	τ, ч	d _к , мм	l, мм	
Для осветительных приборов (ОП) внутреннего и наружного освещения и прожекторов (крупногабаритные ГЛН)					
КГ220-425	6,6	500	8	280	R7s
КГ220-500-1	14	150	11	132	R7s
КГ220-1000-4	27	420	11	180	R7s
КГ220-1000-5	22	2000	10,7	189	R7s или плоский металлический
КГ220-1500	33	2000	10,7	252	R7s или плоский металлический
КГ220-2000-3	54,9	450	11	236	R7s
КГ220-2000-4	44	2000	10,7	335	R7s или плоский металлический
КГ220-5000	125	2000	20	520	K27s/96/250
КГ220-230-5000	100	3000	20,5	520	K27s/96/250
КГ220-10000	260	2000	27	675	K27s/96/250
КГ220-230-10000	220	3000	27	675	K27s/96/250
КГ240-1000	22	2000	12	189	R7s
КГ240-1500	33	2000	12	254	R7s
КГ240-2000	44	2000	12	330	R7s
КГ240-2000-1	44	200	12	334	K7s/12
Для кинопрожекторов и специальных приборов (СП) (среднегабаритные ГЛН, концентрированное тело накала)					
КГК110-2000	55	200	46	220	G38
КГК110-5000	140	300	65	275	G38
КГК110-10000	270	200	80	410	G38
КГК220-2000	58	170	47	220	G38
КГК220-3000	85	220	57	265	G38
КГК420-5000	149	250	68	275	G38
КГК420-10000	280	270	85	400	G38
КГК47-500	11	100	32	140	G22
КГК47-1000	22	100	37	195	G38
Для проекционной аппаратуры, оптических приборов и других применений (малогобаритные ГЛН)					
КГМ9-70	2 · 10*	200	11	45	Токовые вводы
КГМ12-40	0,72	130	10,5	45	Токовые вводы

Продолжение табл. 22.5

Тип лампы	Номинальное значение				Тип цоколя
	Ф, клм	τ, ч	d _к , мм	l, мм	
Для проекционной аппаратуры, оптических приборов и других применений (малогабаритные ГЛН)					
КГМ12-100	3	100	11	45	Токовые вводы
КГМ24-150	5	50	12,5	45	Токовые вводы
КГМ24-250	8,5	50	13	55	Токовые вводы
КГМ30-300	9,1	25	14	65	1П10/20 (плоский металлический)
КГМ36-400	14,5	50	—	—	Токовые вводы
КГМ75-600	13,4	500	32	135	P40s/41
КГМ110-500	13,5	50	14	82	R7s
КГМ110-600	13,2	500	23	135	P40s/41
КГМ110-1000	38·10*	50	15	96	G17t
КГМ220-230-200	4,5	25	—	—	Токовые вводы
КГМ220-500	1,4	50	22	85	Токовые вводы
КГМ220-650	17,3	50	—	—	G22
КГМ220-230-650	17	100	—	—	Токовые вводы
КГМ220-750	20,2	55	25	90	Токовые вводы
КГМ220-800-1	21,5	50	—	—	Токовые вводы
КГМ220-1000-1	26	50	—	—	R7s
КГМ220-1100-1	26	250	—	—	G22
Миниатюрные ГЛН (для бытовых светильников, специальных приборов)					
КГМН12-20-2	0,28	2000	10	31	G4
КГМН12-50-2	0,85	2000	12	40	G6
КГМН12-75	1,35	2000	12	50	G6
КГМН12-100-3	2	2000	11	50	G6
КГМН15-150	4,1	50	—	—	Токовые вводы
КГМН24-150-1	4,7	50	12	50	G6
Другие типы ГЛН (автомобильные — АКГ, самолетные — КГСМ, для аэродромных огней — КГМ, лампы-фары — ЛФКГ)					
АКГ12-55	1,55	250	9	62	P14, 5s
АКГ12-55-1	1,45	300	11	42	PR22s
АКГ12-6-55	1,65; 1	125; 250	15	80	P43t-38
АКГ24-70	1,9	180	9	62	P14, 5s
АКГ24-70-1	1,75	300	11	42	PK22s
АКГ24-75+75	1,9; 1,2	125; 250	15	80	P43t-38
КГСМ27-40	0,88	500	9	40	Специальный керамический
КГСМ27-85	1,87	500	12	51	Специальный керамический
КГСМ27-150	3,3	500	12	51	Специальный керамический
КГСМ27-200	4,4	300	18	100	1ФС
КГМ6, 6-45-1	0,77	750	14,5	70	GY9,5

Тип лампы	Номинальное значение				Тип цоколя
	Φ, клм	τ, ч	d _к , мм	l, мм	
Другие типы ГЛН (автомобильные — АКГ, самолетные — КГСМ, для аэродромных огней — КГМ, лампы-фары — ЛФКГ)					
КГМ6, 6-65-1	1,56	300	14,5	70	GY9,5
КГМ6, 6-100-1	2	700	10,7	64	GY9,5
КГМ6, 6-200-1	4,4	500	14	64	GY9,5
КГМН110-1000	1700*	500	33,5	102	Токовые вводы
ЛФКГ110-500	35 000*	50	116	70	Специальный

* Сила света, кд.

Примечания: 1. Выпускаются также лампы на напряжение 110 В мощностью 500, 1000, 2000 и 10 000 Вт, КГ220-360 и КГ220-1000 исполнений 3 и 6, КГ220-2000 исполнений 2 и 5. 2. Φ — световой поток; τ — срок службы; d_k — диаметр колбы лампы; l — длина лампы.

Разрядные лампы (РЛ) — лампы, в которых оптическое излучение возникает в результате электрического разряда в газах, парах или их смесях.

Особенности РЛ и области применения определяются тем, что РЛ имеют самую высокую световую отдачу и большой срок службы по сравнению с ЛН, а также могут иметь разнообразные спектры излучения и широкий диапазон значений мощности, яркости и других параметров. Разрядные лампы отесняют ЛН, и в перспективе их доля в осветительных установках (ОУ) будет постоянно увеличиваться.

Недостаток РЛ — необходимость применения пускорегулирующей аппаратуры (ПРА) вследствие того, что для их зажигания требуется подача импульса напряжения, превышающего на 30 % и более номинальное напряжение (220 В), и балласта, ограничивающего ток разряда. Номинальный режим устанавливается в РЛ спустя некоторое время после включения. Повторное зажигание РЛ при высоком и сверхвысоком давлении без специальных приемов возможно только по истечении некоторого времени после включения. Вид разряда в РЛ может быть тлеющий, дуговой или импульсный. Тлеющий разряд характеризуется малой плотностью тока на катоде (от 10^{-5} до 10^{-2} А/м²) и низким давлением газа или пара (сотни паскалей). Дуговой разряд отличается от тлеющего высокой

плотностью тока на катоде (10^2 — 10^4 А/см²) и малым катодным падением потенциала (5—15 В), токи составляют от десятых долей до сотен ампер.

Классификация РЛ выполняется по физическим, конструктивным признакам, эксплуатационным свойствам и областям применения. По составу газов или паров, в которых происходит разряд, РЛ делятся на лампы с разрядом: в газах; в парах металлов и в парах металлов и их соединений. По рабочему давлению РЛ делятся на: лампы низкого давления — от 0,1 до 10^4 Па; высокого давления — от $3 \cdot 10^4$ до 10^6 Па; сверхвысокого давления — больше 10^6 Па. В зависимости от того, что является основным источником излучения, РЛ делятся: на газо- или паросветные, в которых излучение вызвано возбуждением атомов, молекул или рекомбинацией ионов; на фотолюминесцентные (называемые для краткости просто люминесцентными), в которых излучение создают люминофоры, возбуждаемые излучением разряда, и электродосветные, в которых излучение создается электродами, раскаленными в разряде до высокой температуры. У большинства РЛ второго и третьего типов к основному виду излучения примешивается излучение разряда, таким образом, они являются источниками смешанного излучения.

Люминесцентные лампы (ЛЛ) представляют собой разрядные ИС низкого давления, в которых ультрафиолетовое излучение ртутного разряда преобразуется люминофором в более длинноволновое излучение. Люминесцентные лампы мало пригодны для наружного освещения и освещения высоких помещений, что обусловлено малой мощностью (в пределах от 4 до 150 Вт), большими размерами ЛЛ, трудностью перераспределения светового потока в пространстве, а также их ненадежной работой при низких температурах. Маркировка ЛЛ в СНГ основана на буквенном обозначении конструктивных признаков. Первая буква Л — люминесцентная, следующая буква обозначает цвет излучения: Б — белый, ТБ — тепло-белый, ХБ — холодно-белый, Д — дневной, Е — естественно белый, УФ — ультрафиолетовый, К, С, З, Г — красный, синий, зеленый, голубой. Одна или две буквы Ц после обозначения цвета обозначают высокое или еще более высокое качество светопередачи.

Далее следуют буквы, обозначающие особенности конструкции лампы: Р — рефлекторная, У — И-образная, К — кольцевая, Б — быстрого пуска, А — амальгамная. Цифры, стоящие после букв, обозначают мощность в ваттах.

В мировой практике нет единообразия в маркировке ЛЛ в разных странах. Так, в США в маркировке указываются длина и диаметр колбы ЛЛ в дюймах, буквенное обозначение цвета и мощности (например, НО — интенсивные, ВНО — высокоинтенсивные). Некоторые европейские фирмы обозначают класс ЛЛ буквами: L — фирма «Осрам», TL — «Филипс», FL — «Мазда», после чего указывают мощность ЛЛ буквой W (ватты) и цифровое обозначение цвета излучения. В РФ цветность излучения характеризуется индексом цветопередачи R_a . Наилучшее значение $R_a = 100$.

В табл. 22.6 представлены электрические параметры и размеры ЛЛ, в табл. 22.7 — световые параметры отечественных ЛЛ.

Таблица 22.6. Размеры и электрические параметры ЛЛ

Мощность, Вт	Напряжение, В	Ток, А	Размеры, мм		Масса	Тип цоколя
			длина	диаметр		
4	20	0,17	150,1	16	25	G5d/15
6	42	0,16	226,3	16	32	G5d/15
8	56	0,145	302,4	16	40	G5d/15
13	95	0,165	531,1	16	75	G5d/15
15	45	0,33	451,6	27	118	G1 3d/24
16	97	0,2	720	27	150	G1 3d/24
18	60	0,37	604	26,5	110	G1 3d/24
20	88	0,25	604	27	170	G1 3d/24
20	60	0,37	604	40	170	G1 3d/35
20	57	0,37	604	40	170	G1 3d/35
30	104	0,36	908,8	27	190	G1 3d/24
36	109	0,43	1213,6	26,5	210	G1 3d/24
40	109	0,43	1213,6	40	320	G1 3d/35
60	90	0,73	1213,6	40	320	G1 3d/35
58	110	0,67	1514,2	26,5	290	G1 3d/24
65	110	0,67	1514,2	26,5	450	G1 3d/35
80	102	0,86	1514,2	40	450	G1 3d/35
150	90	1,9	1514,2	40	450	Специальный

Таблица 22.7. Световые параметры ЛЛ

Мощность, Вт	Световой поток, лм						Средняя продолжительность горения, тыс. ч
	Номинальный для цветностей				после 2000 ч горения, %	после 70 % средней продолжительности горения, %	
	Б	ДЦ	ЕЦ	ТБЦЦ			
4	140	—	—	—	70	65	6
6	270	—	—	—			—
8	380	—	305	245			7,5
13	830	—	570	500			—
15	835	600	—	—			15
16	—	—	830	—			—
18	1250	—	—	—	80	70	15
	—	850	—	—	75	65	15
	—	—	850	—	70	62	13
20	1200	850	805	700	85	70	15
30	2180	1500	1400	—	80	70	15
36	3050	—	—	—	80	70	15
	—	2200	—	—	75	65	15
	—	—	2150	—	70	62	13
40	—	2200	2190	1750	85	70	—
58	4700	—	—	—	80	70	15
	—	—	3330	—	70	62	13
65	4800	3160	3400	—	85	70	15
80	5400	3800	—	—	80	70	—

Широкое распространение получают компактные люминесцентные лампы (КЛЛ), которые позволяют резко улучшить экономические показатели световых приборов и снизить их материалоемкость. Параметры КЛЛ приведены в табл. 22.8.

Свойства энергосберегающих компактных люминесцентных ламп «Космос»: экономия электроэнергии до 80 %; имеют срок службы в 8—12 раз больше, чем лампы накаливания; встроенный пускорегулирующий аппарат (ПРА) позволяет непосредственно включать лампу в сеть; может работать при температуре от +40 до +0 °С;

не вызывает слепящего действия, поскольку свечение небольшой яркости равномерно распределено по колбе; отсутствуют видимые пульсации светового потока; высокий уровень цветопередачи ($R_a = 82$).

Характеристики компактных люминесцентных ламп «Космос» представлены в табл. 22.9.

В табл. 22.10—22.14 приведены характеристики импортных КЛЛ.

Параметры трубчатых ЛЛ фирмы «Филипс», хорошо себя зарекомендовавших на рынке СНГ, представлены в табл. 22.15—22.17.

Таблица 22.8. Параметры компактных ЛЛ

Тип лампы	Мощность, Вт	Напряжение, В	Ток, А	Размеры, мм, не более		Продолжительность горения, тыс. ч		Световой поток, лм		Масса, г	Тип цоколя
				длина	диаметр	минимальная	средняя	номинальный	после минимальной продолжительности горения		
КЛ7/ТБЦ	7	45	0,18	135	28	2	5	400	310	40	G23
КЛ9/ТБЦ	9	60	0,17	167	28	2	5	600	465	45	G23
КЛ11/ТБЦ	11	90	0,155	235	28	2	5	900	700	55	G23
КЛС9/ТБЦ	9	220	0,093	150	85	2	5	425	300	470	E27
КЛС13/ТБЦ	13	220	0,125	160	85	2	5	600	420	470	E27
КЛС18/ТБЦ	18	220	0,18	170	85	2	5	900	630	520	E27
КЛС25/ТБЦ	25	220	0,27	180	85	2	5	1200	840	600	E27

Таблица 22.9. Двухдуговые КЛЛ типа 2U

Модель КЛЛ	Мощность, Вт	Напряжение, В	Частота, Гц	Цветовая температура, К	Световой поток, лм	Цоколь	Номинальный средний срок службы, ч	Длина, мм	Ширина, мм
2U 9 E1427	9	220—240	50; 60	2700	600	E14	8000	140	26
2U 9 E2727	9	220—240	50; 60	2700	600	E27	8000	140	26
2U11 E1427	11	220—240	50; 60	2700	600	E14	8000	150	26
2U 11 E2727	11	220—240	50; 60	2700	600	E27	8000	150	26
2U 11 E2742	11	220—240	50; 60	4200	600	E27	8000	150	26
2U 13 E1427	13	220—240	50; 60	2700	750	E14	8000	160	26
2U 13 E2727	13	220—240	50; 60	2700	750	E27	8000	160	26
2U 13 E2742	13	220—240	50; 60	4200	750	E27	8000	160	26
2U 15 E1427	15	220—240	50; 60	2700	850	E14	8000	175	26
2U 15 E2727	15	220—240	50; 60	2700	850	E27	8000	175	26
2U 15 E2742	15	220—240	50; 60	4200	850	E27	8000	175	26

Таблица 22.10. Трехдуговые КЛЛ типа 3U

Модель КЛЛ	Мощность, Вт	Напряжение, В	Частота, Гц	Цветовая температура, К	Световой поток, лм	Цоколь	Номинальный средний срок службы, ч	Длина, мм	Ширина, мм
3U 7 E1427	7	220—240	50; 60	2700	350	E14	8000	115	40
3U 7 E2727	7	220—240	50; 60	2700	350	E27	8000	115	40
3U 7 E1442	7	220—240	50; 60	4200	350	E14	8000	115	40
3U 7 E2742	7	220—240	50; 60	4200	350	E27	8000	115	40
3U 9 E1427	9	220—240	50; 60	2700	450	E14	8000	115	40
3U 9 E2727	9	220—240	50; 60	2700	450	E27	8000	115	40
3U 9 E1442	9	220—240	50; 60	4200	450	E14	8000	115	40
3U 9 E2742	9	220—240	50; 60	4200	450	E27	8000	115	40
3U 11 E1427	11	220—240	50; 60	2700	600	E14	8000	126	40
3U 11 E2727	11	220—240	50; 60	2700	600	E27	8000	126	40
3U 11 E1442	11	220—240	50; 60	4200	600	E14	8000	126	40
3U 11 E2742	11	220—240	50; 60	4200	600	E27	8000	126	40
3U 13 E1427	13	220—240	50; 60	2700	750	E14	8000	126	40
3U 13 E2727	13	220—240	50; 60	2700	750	E27	8000	126	40
3U 13 E1442	13	220—240	50; 60	4200	750	E14	8000	126	40
3U 13 E2742	13	220—240	50; 60	4200	750	E14	8000	126	40
3U 15 E2727	15	220—240	50; 60	2700	850	E27	8000	155	41
3U 15 E2742	15	220—240	50; 60	4200	850	E27	8000	155	41
3U 20 E2727	20	220—240	50; 60	2700	1100	E27	8000	165	41
3U 20 E2742	20	220—240	50; 60	4200	1100	E27	8000	165	41
3U 23 E2727	23	220—240	50; 60	2700	1400	E27	8000	175	41
3U 23 E2742	23	220—240	50; 60	4200	1400	E27	8000	175	41
3U 26 E2727	26	220—240	50; 60	2700	1600	E27	8000	185	41
3U 26 E2742	26	220—240	50; 60	4200	1600	E27	8000	185	41

Таблица 22.11. Трехдуговые КЛЛ типа 3UR

Модель КЛЛ	Мощность, Вт	Напряжение, В	Частота, Гц	Цветовая температура, К	Световой поток, лм	Цоколь	Номинальный средний срок службы, ч	Длина, мм	Ширина, мм
3UR 15 E2727	15	220—240	50; 60	2700	850	E27	8000	140	40
3UR 15 E2742	15	220—240	50; 60	4200	850	E27	8000	140	40
3UR 20 E2727	20	220—240	50; 60	2700	1200	E27	8000	155	40
3UR 20 E2742	20	220—240	50; 60	4200	1200	E27	8000	155	40
3UR 24 E2727	24	220—240	50; 60	2700	1500	E27	8000	175	40
3UR 24 E2742	24	220—240	50; 60	4200	1500	E27	8000	175	40

Таблица 22.12. Четырехдуговые КЛЛ типа 4U

Модель КЛЛ	Мощность, Вт	Напряжение, В	Частота, Гц	Цветовая температура, К	Световой поток, лм	Цоколь	Номинальный средний срок службы, ч	Длина, мм	Ширина, мм
4U 15 E1427	15	220—240	50; 60	2700	850	E14	8000	115	58
4U 15 E2727	15	220—240	50; 60	2700	850	E27	8000	115	58
4U 15 E2742	15	220—240	50; 60	4200	850	E27	8000	115	58
4U 20 E2727	20	220—240	50; 60	2700	1100	E27	8000	125	58
4U 20 E2742	20	220—240	50; 60	4200	1100	E27	8000	125	58
4U 25 E2727	25	220—240	50; 60	2700	1500	E27	8000	135	58
4U 25 E2742	25	220—240	50; 60	4200	1500	E27	8000	135	58
4U 30 E2727	30	220—240	50; 60	2700	1900	E27	8000	180	48
4U 30 E2742	30	220—240	50; 60	4200	1900	E27	8000	180	48
4U 35 E2727	35	220—240	50; 60	2700	2250	E27	8000	190	48
4U 35 E2742	35	220—240	50; 60	4200	2250	E27	8000	190	48
4U 45 E2727	45	220—240	50; 60	2700	2850	E27	6000	230	56
4U 45 E2742	45	220—240	50; 60	4200	2850	E27	6000	230	56
4U 55 E2727	55	220—240	50; 60	2700	3450	E27	6000	240	56
4U 55 E2742	55	220—240	50; 60	4200	3450	E27	6000	240	56
4U 65 E2727	65	220—240	50; 60	2700	3800	E27	6000	285	78
4U 65 E2742	65	220—240	50; 60	4200	3800	E27	6000	285	78
4U 85 E2727	85	220—240	50; 60	2700	4400	E27	6000	335	78
4U 85 E2742	85	220—240	50; 60	4200	4400	E27	6000	335	78

Таблица 22.13. КЛЛ типа Лотус LT

Модель КЛЛ	Мощность, Вт	Напряжение, В	Частота, Гц	Цветовая температура, К	Световой поток, лм	Цоколь	Номинальный средний срок службы, ч	Длина, мм	Ширина, мм
LT 11 E1427	11	220—240	50; 60	2700	600	E14	8000	134	58
LT 11 E2727	11	220—240	50; 60	2700	600	E27	8000	134	58
LT 11 E2742	11	220—240	50; 60	4200	600	E27	8000	134	58
LT 15 E1427	15	220—240	50; 60	2700	850	E14	8000	134	58
LT 15 E2727	15	220—240	50; 60	2700	850	E27	8000	134	58
LT 15 E2742	15	220—240	50; 60	4200	850	E27	8000	134	58
LT 20 E2727	20	220—240	50; 60	2700	1100	E27	8000	155	68
LT 20 E2742	20	220—240	50; 60	4200	1100	E27	8000	155	68
LT 25 E2727	25	220—240	50; 60	2700	1500	E27	8000	155	68
LT 25 E2742	25	220—240	50; 60	4200	1500	E27	8000	155	68

Таблица 22.14. Витые КЛЛ типов SP, SPC

Модель КЛЛ	Мощность, Вт	Напряжение, В	Частота, Гц	Цветовая температура, К	Световой поток, лм	Цоколь	Номинальный средний срок службы, ч	Длина, мм	Ширина, мм
SPC 7 E1427	7	220—240	50; 60	2700	350	E14	8000	102	40
SPC 7 E2727	7	220—240	50; 60	2700	350	E27	8000	102	40
SPC 7 E1442	7	220—240	50; 60	4200	350	E14	8000	102	40
SPC 7 E2742	7	220—240	50; 60	4200	350	E27	8000	102	40
SPC 9 E1427	9	220—240	50; 60	2700	450	E14	8000	102	40
SPC 9 E2727	9	220—240	50; 60	2700	450	E27	8000	102	40
SPC 9 E1442	9	220—240	50; 60	4200	450	E14	8000	102	40
SPC 9 E2742	9	220—240	50; 60	4200	450	E27	8000	102	40
SPC 11 E1427	11	220—240	50; 60	2700	600	E14	8000	112	40
SPC 11 E2727	11	220—240	50; 60	2700	600	E27	8000	112	40
SPC 11 E1442	11	220—240	50; 60	4200	600	E14	8000	112	40
SPC 11 E2742	11	220—240	50; 60	4200	600	E27	8000	112	40
SPC 13 E1427	13	220—240	50; 60	2700	750	E14	8000	115	40
SPC 13 E2727	13	220—240	50; 60	2700	750	E27	8000	115	40
SPC 13 E1442	13	220—240	50; 60	4200	750	E14	8000	115	40
SPC 13 E2742	13	220—240	50; 60	4200	750	E27	8000	115	40

Окончание табл. 22.14

Модель КЛЛ	Мощность, Вт	Напряжение, В	Частота, Гц	Цветовая температура, К	Световой поток, лм	Цоколь	Номинальный средний срок службы, ч	Длина, мм	Ширина, мм
SPC 15 E1427	15	220—240	50; 60	2700	850	E14	8000	116	55
SPC 15 E2727	15	220—240	50; 60	2700	850	E27	8000	116	55
SPC 15 E2742	15	220—240	50; 60	4200	850	E27	8000	116	55
SP 15 E2727	15	220—240	50; 60	2700	850	E27	8000	135	55
SP 20 E2727	20	220—240	50; 60	2700	1100	E27	8000	145	55
SP 20 E2742	20	220—240	50; 60	4200	1100	E27	8000	145	55
SPC 20 E2727	20	220—240	50; 60	2700	1100	E27	8000	132	60
SPC 20 E2742	20	220—240	50; 60	4200	1100	E27	8000	132	60
SP 23 E2727	23	220—240	50; 60	2700	1400	E27	8000	155	60
SP 23 E2742	23	220—240	50; 60	4200	1400	E27	8000	155	60
SPC 25 E2727	25	220—240	50; 60	2700	1500	E27	8000	148	55
SPC 25 E2742	25	220—240	50; 60	4200	1500	E27	8000	148	55
SP 26 E2727	26	220—240	50; 60	2700	1600	E27	8000	160	60
SP 26 E2742	26	220—240	50; 60	4200	1600	E27	8000	160	60
SP 45 E2727	45	220—240	50; 60	2700	2850	E27	6000	210	78
SP 45 E2742	45	220—240	50; 60	4200	2850	E27	6000	210	78
SP 55 E2727	55	220—240	50; 60	2700	3450	E27	6000	215	78
SP 55 E2742	55	220—240	50; 60	4200	3450	E27	6000	215	78

Таблица 22.15. Параметры ЛЛ типа TL Mini

Тип ЛЛ	Мощность, Вт	Цветовое обозначение	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток, лм
TL Mini PRO	8	827	85	470
	8	830	85	470
	13	830	85	1000
	8	840	85	470
	13	840	85	1000
TL Mini	8	29	51	410
	13	29	51	930
	4	33	60	140
	6	33	63	280
	8	33	63	410
	13	33	60	930
	6	54	72	230
	8	54	75	340
	13	54	75	740

Таблица 22.16. Параметры ЛЛ типа Master TL-D Super 80

Тип ЛЛ	Мощность, Вт	Цветовое обозначение	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток, лм
Master TL-D Super 80	15	827	85	1000
	18	827	85	1350
	30	827	85	2400
	36	827	85	3350
	58	827	85	5200
	15	830	85	1000
	18	830	85	1350
	23	830	85	2050
	30	830	85	2400
	36	830	85	3350
	36	830	85	3100
	38	830	85	3350
	58	830	85	5200
	36	835	85	3350
	15	840	85	1000
	18	840	85	1350
	23	840	85	2050
	30	840	85	2400
	36	840	85	3350
	38	840	85	3350
	58	840	85	5200
	70	840	85	6200
	18	865	80	1300
	30	865	80	2300
	36	865	80	3250
	58	865	80	5000

Таблица 22.17. Параметры ЛЛ типа Master TL5 HO (HE)

Тип ЛЛ	Напряжение, В	Цветовое обозначение	Индекс цветопередачи R_a	Цветовая температура, К	Световая отдача, лм/Вт	Световой поток, лм	
						при 25 °С	при 35 °С
Master TL5 HO	24	827	85	2700	83	1750	2000
	49	827	85	2700	100	4300	4900
	24	830	85	3000	83	1750	2000
	39	830	85	3000	90	3100	3500
	49	830	85	3000	100	4300	4900
	54	830	85	3000	93	4450	5000
	80	830	85	3000	88	6150	7000
	24	840	85	4000	83	1750	2000
	39	840	85	4000	90	3100	3500
	39	840	85	4000	90	3100	3500
	49	840	85	4000	100	4300	4900
	54	840	85	4000	93	4450	5000
	80	840	85	4000	88	6150	7000
Master TL5 HE	28	827	85	2700	104	2600	2900
	14	830	85	2700	96	1200	1350
	21	830	85	2700	100	1900	2100
	28	830	85	2700	104	2600	2900
	35	830	85	2700	104	3300	3650

Master TL5 HE	14	840	85	2700	96	1200	1350
	21	840	85	2700	100	1900	2100
	28	840	85	2700	104	2600	2900
	14	830	85	2700	96	1200	1350
	21	830	85	2700	100	1900	2100
	28	830	85	2700	104	2600	2900
	35	830	85	2700	104	3300	3650
	14	840	85	2700	96	1200	1350
	21	840	85	2700	100	1900	2100

Ртутные лампы высокого и сверхвысокого давления являются самой распространенной группой ИС среди РЛ высокого давления. Классификация ртутных ламп высокого давления (РЛВД) и ртутных ламп сверхвысокого давления (РЛСВД) основана на конструктивных признаках: 1) РЛВД, 2) РЛВД типа ДРИ (дуговые ртутные с исправленной цветностью), 3) трубчатые РЛСВД с естественным охлаждением, 4) капиллярные РЛСВД с принудительным (воздушным или водяным) охлаждением и 5) шаровые РЛСВД с естественным охлаждением.

Ртутные лампы высокого давления представляют собой трубку большей частью из кварцевого стекла, по концам которой впаяны активированные самокалящиеся вольфрамовые электроды. Внутри трубки вводятся строго дозированное количество ртути и спектрально чистый аргон при давлении 1,5—3 кПа. В отдельных типах ламп кварцевая трубка помещается во внешнюю стеклянную колбу. Лампа включается в сеть с соответствующими ПРА, которые, как и при включении ЛЛ,

обеспечивают необходимый импульс зажигания лампы и являются балластом. Одновременно в ПРА могут встраиваться конденсаторы для компенсации реактивной мощности и снижения радиопомех.

Лампы типа ДРЛ имеют следующее обозначение: Д — дуговая, Р — ртутная, Л — люминесцентная. Цифры после букв соответствуют мощности ламп в ваттах, далее в скобках — «красное отношение», цифра через дефис — номер разработки.

Принцип действия основан на преобразовании ультрафиолетового (УФ) излучения ртутного разряда высокого давления, составляющего около 40 % всего потока излучения, с помощью люминофора в недостающее излучение в красной области спектра.

При освещении РЛВД без люминофора возникает сильное искажение цвета предметов, особенно человеческой кожи, что объясняется отсутствием излучения в оранжево-красной части спектра.

Основные параметры ламп типа ДРЛ приведены в табл. 22.18.

Таблица 22.18. Основные параметры ламп типа ДРЛ

Тип лампы	Мощность лампы, Вт	Напряжение на лампе, В	Ток, А	Световой поток, клм	Диаметр внешней колбы, мм	Полная длина лампы, мм	Тип цоколя	Средняя продолжительность горения, тыс. ч
ДРЛ50	50	95	0,61	1,9	56	130	E27	10
ДРЛ80	80	115	0,80	3,3	73	160	E27	12
				3,6				
				3,6				
ДРЛ125	125	125	1,15	5,9	78	184	E27	12
				6,3		184		
				6,3		176		
ДРЛ250-4	250	130	2,15	13,0	91	227	E40	12
				13,5				
				13,5				

Тип лампы	Мощность лампы, Вт	Напряжение на лампе, В	Ток, А	Световой поток, клм	Диаметр внешней колбы, мм	Полная длина лампы, мм	Тип цоколя	Средняя продолжительность горения, тыс. ч
ДРЛ400-4	400	135	3,25	23,5 24,0	122	292	E40	15
ДРЛ700-3	700	140	5,40	40,6 41,0 41,0	152	368	E40	20
ДРЛ1000-3	1000	145	7,5	58,0 59,0 59,0	178	400	E40	18
ДРЛ2000	2000	270	8,0	120,0	187	445	E40	6

Металлогалогенные лампы (МГЛ) отличаются от ламп ДРЛ широкими возможностями варьирования спектральным распределением излучения — от практически однородного до непрерывного — при высоком КПД и большой удельной мощности. Устройство и принцип действия МГЛ основаны на том, что галогениды многих металлов испаряются легче, чем сами металлы, и не разрушают кварцевое стекло. Поэтому внутрь колб МГЛ кроме ртути и аргона, как в РЛВД, дополнительно вводятся различные химические элементы в виде их галогенидных соединений (т.е. соединений с йодом, бромом, хлором). После зажигания лампы галогениды частично переходят в парообразное состояние. Дополнительно вводятся в разряд щелочные (натрий, литий, цезий) и другие агрессивные металлы (например, кадмий, цинк), которые в чистом виде быстро разрушают кварцевое стекло при температурах выше 300—

400 °С, а в виде галогенидов не вызывают такого резкого разрушения.

Вследствие более высокой рабочей температуры горелки и протекания различных химических реакций с участием галогенидов срок службы МГЛ меньше, чем у РЛВД, однако цвет излучения можно получить разный, в том числе с улучшенной цветопередачей.

Металлогалогенные лампы для общего освещения типа ДРИ обозначаются: Д — дуговая, Р — ртутная, И — с излучающими добавками, число — номинальная мощность в ваттах, цифры после дефиса — номер разработки или модификации. Лампы ДРИ конструктивно подобны лампам ДРЛ. В качестве внешней колбы применяется стандартная колба ламп типа ДРЛ, но без люминофорного покрытия или специальная колба цилиндрической формы.

Основные типы МГЛ и их параметры приведены в табл. 22.19 и 22.20.

Таблица 22.19. Основные параметры МГЛ типа ДРИ общего назначения

Тип лампы	Мощность, Вт	Напряжение, В	Ток, А	Световой поток, клм	Средняя продолжительность горения, тыс. ч	Диаметр, мм	Полная длина лампы, мм	Высота светового центра, мм	Тип цоколя
С добавками иодидов натрия и скандия, $T_{цв} = 4200_{-800}^{+400}$ К; $R_a = 60 \div 65$									
ДРИ125	125	110	1,3	8,3	3	46	170	—	E27/(E27)
ДРИ175	175	110	1,8	12	4	46	211	—	E27/(E27)
ДРИ250-5	250	110	2,15	19	10	91	—	—	E27/(E27)
ДРИ250-6	250	110	2,15	19	3	60	227	142±5	E27/(E27)
ДРИ400-5	400	110	2,15	35	10	122	—	—	E40/(E45)
ДРИ400-6	400	130	3,3	32	3	62	290	185±5	E40/(E45)
ДРИ700-5	700	130	6,0	60	9	152	370	240±5	E40/(E45)
ДРИ700-6	700	130	6,0	56	3	80	350	220±5	E40
ДРИ1000-5	1000	130	4,7	90	9	176	390	245±5	E40/(E45)
ДРИ1000-6	1000	230	4,7	90	3	80	350	220±5	E40/(E45)
ДРИ2000-6	2000	230	9,2	200	2	100	430	255±5	E40
ДРИ3500-6	3500	230	16	350	1,5	100	430	255±5	E40
ДМЗ-3000*	3000	105	15/21	240	1,5	190	470	—	Специальный
ДРИ3125	125	105	1,3	4,5	1,5	—	—	—	То же
ДРИ3125-1	125	110	1,3	4,7	1,5	140	200	—	E27/(E30)
ДРИ3175	175	110	1,8	5,8	2,5	—	—	—	E27/(E30)
ДРИ3175-1	175	110	1,8	6,2	2,5	—	—	—	E27/(E30)
ДРИ3250	250	110	1,8	13,7	2,5	168	280	—	E27/(E30)
ДРИ3250-1	250	110	2,15	12,0	2,5	165	290	—	E27/(E30)
ДРИ3250-2	250	110	2,15	13,7	2,5	—	280	—	E40/(45)
ДРИ3400-1	400	130	3,3	24,0	7,5	225	355	—	E40
ДРИ3400-2	400	130	3,3	24,0	7,5	179	290	—	E40/(E45)
ДРИ3400-3	400	130	3,3	24,0	7,5	183	325	—	E40/(E45)
ДРИ3700-1	700	130	6,0	45,0	5,0	253	355	—	E40
ДРИ3700-2	700	130	6,0	45,0	7,5	255	—	—	E40
С добавками иодидов натрия, таллия, индия, $T_{цв} = 5000 \pm 500$ К и $R_a = 55 \div 60$									
ДРИ250	250	125	2,15	18,7	3	91	227	—	E40/(E45)
ДРИ400	400	130	3,4	34,0	6	91	227	—	E40/(E45)
ДРИ700	700	120	6,5	59,5	5	122	300	—	E40

Таблица 22.20. Основные параметры МГЛ для цветного телевидения и кино

Тип лампы	Мощность лампы, Вт	Напряжение на лампе, В	Ток, А	Световой поток, клм	Цветовая температура, К	Общий индекс цветопередачи (не менее)	Длина дуги, мм	Полная длина лампы, мм	Внешний диаметр, мм
Линейные лампы									
ДРИ400-1	400	125	3,25	25,2	6000	70	—	330	62
ДРИ1000-1	1000	125	9,5	70	6000	70	60	405	80
ДРИ1000-2	1000	125	9,5	65	3400	65	60	405	80
ДРИ2000-1	2000	230	10,3	155	6000	80	105	485	100
ДРИ3500-1	3500	220	18,0	300	6000	85	150	485	100
Шаровые лампы									
ДРИШ200	200	80	3,1	14	6000	80	9	76	13
ДРИШ575	575	95	7,2	44	6000	85	12	140	21
ДРИШ1200	1200	100	12,0	100	6000	85	14	220	27
ДРИШ2500	2500	115	26,0	220	6000	80	21	360	30
ДРИШ4000	4000	200	23,0	370	6000	80	35	405	38
ДРИШ7000	7000	220	35,0	630	6000	80	40	450	46

Примечания: 1. Положение горения — горизонтальное $\pm 15^\circ$; для ламп типа ДРИШ200 и ДРИШ575 — любое.
 2. Лампы типа ДРИШ для цветного кино имеют в обозначении после мощности цифру 2 через дефис, например ДРИШ575-2.

Натриевые лампы (НА) — одна из наиболее эффективных групп ИС. Они обладают самой высокой световой отдачей среди известных стандартных РЛ при незначительном снижении светового потока при длительном сроке службы. Натриевые лампы подразделяются на две группы: низкого давления — НЛНД и высокого давления — НЛВД. Спектр излучения натриевых ламп оранжево-красный, в связи с чем их применение невозможно для выполнения работ, требующих хорошей цветопередачи. Натриевые лампы низкого давления нашли применение для освещения автострад, туннелей, промышленных объектов, декоративного и архитектурного освещения. Благодаря желтому монохроматическому свету, обеспечивающему хорошую видимость и разрешающую способность глаза

при низких уровнях освещенности и хорошее прохождение излучения в тумане, НЛНД находят применение в светосигнальных установках. Для общего освещения эти лампы не применяются. Время разгорания НЛНД 10—15 мин, для зажигания их необходимо напряжение 450—500 В. Натриевые лампы высокого давления перспективны особенно для наружного освещения улиц, площадей, скоростных магистралей, больших открытых пространств (стадионов и т.п.). Несмотря на то что цена НЛВД в несколько раз выше цены РЛВД и МГЛ, их применение дает значительную экономию капитальных и эксплуатационных расходов как для проектируемых, так и для реконструируемых осветительных установок. В табл. 22.21 приведены основные параметры НЛВД.

Таблица 22.21. Основные параметры НЛВД

Тип лампы	Электрические характеристики				Световые характеристики		Срок службы, тыс. ч	Внешняя колба		Полная длина лампы, мм	Высота светового центра, мм	Разрядная трубка		Тип цоколя
	Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Напряжение на лампе, В	Рабочий ток, А	Начальный световой поток, клм	Осевая яркость, кд/см ²		Форма*	Диаметр, мм			Внешний диаметр, мм	Длина светящейся части, мм	
ДНаТ50	50	220	85	0,76	4	—	6	ц	42	170	110	5,4	29	E27
								эл	72	156	105			
ДНаТ70	70	220	90	1,0	6	—	10	ц	42	170	110	5,7	35	E27
								эл	72	156	105			
ДНаТ100	100	220	100	1,2	10	—	10	эл	42	165	126	5,8	45	E27
								ц	48	190	110			
ДНаТ150	150	220	100	1,8	15	—	15	эл	76	170	135	6,3	61 46	E40
									48	220	147			
ДНаТ250	250	220	100	3,1	26	400	20	ц	91	227	—	7,0	67	E40
										250				
ДНаТ400	400	220	100	4,6	50	700	20	ц	48	278	—	8,9	88	E40

* ц — цилиндрическая; эл — эллипсоидная, по форме аналогична внешней колбе ламп типа ДРЛ.

Характеристики ламп высокого давления, выпускаемых фирмой «Филипс», типа HPL представлены в табл. 22.22, 22.23.

В табл. 22.24, 22.25 приведены характеристики металлогалогенных (ртутных) ламп типа Master.

В табл. 22.26—22.28 даны характеристики и параметры натриевых ламп высокого давления.

Сравнительная характеристика источников света представлена в табл. 22.29.

Таблица 22.22. Характеристики и параметры ламп типа HPL

Тип	Мощность, Вт	Цоколь	Цветовая температура, К	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт
HPL-N	50	E27	4200	49	1770	36
	80	E27	4300	48	3600	45
	125	E27	4100	46	6200	50
	125	E40	4100	46	6200	50
	125/HG	E27	4100	46	6200	50
	250	E40	4100	40	12 700	51
	400	E40	3900	40	22 000	55
	700	E40	3900	36	38 500	55
HPL COMFORT PRO	1000	E40	3900	33	58 500	59
	50	E27	3500	57	2000	40
	80	E27	3500	57	4000	50
	125	E27	3400	55	6700	55
	250	E40	3300	51	14 200	57
	400	E40	3500	47	24 200	61

Таблица 22.23. Характеристики и параметры ламп типа HPL-R

Тип	Мощность, Вт	Цоколь	Цветовая температура, К	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	Рабочее положение
HPL-R	125	E27	4100	43	5700	46	Универсальное
	250	E40	4100	37	12 000	48	Универсальное
	400	E40	3900	36	20 500	51	Универсальное

Таблица 22.24. Характеристики и параметры металлогалогенных ламп типа Master MHN-LA

Тип	Мощность, Вт	Цветовое обозначение	Цоколь основание	Напряжение, В	Цветовая температура, К	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт
Master MHN-LA	1000	956	X528 Cable	230	5600	90	90 000	87
	2000	6		400	5600	90	190 000	93
	1000	842		230	4200	80	100 000	96
	2000	842		400	4200	80	220 000	108

Таблица 22.25. Характеристики и параметры металлогалогенных ламп типа Master HPI PLUS

Тип	Мощность, Вт	Цветовое обозначение	Цоколь	Цветовая температура с ПРА HPL/SON, К	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток с ПРА HPL/SON, лм	Световая отдача с ПРА HPL/SON, лм/Вт
Master HPI PLUS	250	743	E40	4300/3800	69	19 000/25 500	74/84
	400					35 000/42 500	87/93
				4700/3800		30 000/35 000	

Таблица 22.26. Характеристики и параметры ламп типа SOX

Тип	Мощность, Вт	Цоколь	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт
Master SOX-E	18	BY22d	1770	99
	26		3700	137
	36		6100	160
	66		10 700	165
	91		17 000	189
	131		26 000	203
SOX PRO	35	BY22d	4550	123
	55		7800	140
	90		13 000	146
	135		20 800	161
	180		32 500	179

Таблица 22.27. Характеристики и параметры ламп типа SON-T

Тип	Мощность, Вт	Цоколь	Цветовая температура, К	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт
Master SON-T PIA Hg free	100	E40	2050	23	8800	88
	150	E40	2150	23	15 000	100
	250	E40	2150	23	28 000	110
	400	E40	2150	23	48 000	120
Master SON-T PIA PLUS	50	E27	1950	23	4400	88
	70	E27	1950	23	6600	94
	100	E40	1950	23	10 500	105
	150	E40	1950	23	16 500	110
	250	E40	1950	23	32 000	128
	400	E40	1950	23	55 000	138
	600	E40	1950	23	90 000	150
	400	E40	2050	25	55 000	130
SON-T PRO	70	E27	2000	25	6000	86
	150	E40	2000	25	15 000	100
	250	E40	2000	25	28 000	112
	400	E40	2000	25	48 000	120
	1000	E40	2000	25	130 000	130
SON-T COMFORT PRO	150	E40	2150	25	13 000	87
	250	E40	2150	65	23 000	92
	400	E40	2150	65	38 000	95

Таблица 22.28. Характеристики и параметры ламп типа SON

Тип	Мощность, Вт	Цоколь	Цветовая температура, К	Индекс цветопередачи R_a	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт
Master SON PIA	50	E27	1950	23	3500	70
	70				5600	80
Master SON PIA Hg free	150	E40	2150	23	14 500	97
	250				27 000	108
	400				48 000	120
Master SON PIA PLUS	100	E40	1950	23	10 000	100
	150				16 000	107
	250				30 000	120
	400				54 000	135
SON PRO CL	50	E27	1950	20	3400	68
SON PRO	50	E27	1950	25	3400	68
					3500	70
SON PRO CL	70	E27	1950	25	5600	80
SON PRO	70	E27	1950	25	5600	80
	70	E27			5600	80
	150	E40			14 500	97
	250	E40			27 000	108
	400	E40			48 000	120
	1000	E40			130 000	130

SON-H PRO	110	E27	2000	25	10 400	93
	220				20 000	91
	350				34 000	97
SON COMFORT PRO	150	E40	2150	65	12 500	83
	250				22 000	88
	400				37 000	93

Таблица 22.29. Основные характеристики источников света

Тип источника света	Средний срок службы, ч	Индекс цветопередачи R_a	Световая отдача, лм/Вт	Световая энергия, вырабатываемая за срок службы (на 1 усл. Вт)	
				Млн · ч	отн. ед.
Лампы накаливания общего назначения (ЛН)	1000	100	8—17	0,013	1
Люминесцентные лампы (ЛЛ)	10 000—12 000	92—97	48—80	0,900	69
Компактные люминесцентные лампы (КЛЛ)	5500—8000	85	65—80	0,460	35
Дуговые ртутные лампы (ДРЛ)	12 000—20 000	40	50—54	0,632	48
Натриевые лампы высокого давления (НЛВД)	10 000—12 000	25	85—120	0,960	94
Металлогалогенные лампы (МГЛ)	3000—10 000	65	66—90	0,780	60

22.4. СВЕТИЛЬНИКИ

Светильники предназначены для перераспределения светового потока ИС в пространстве внутри больших телесных углов и для ограничения блескости ИС.

Светильники классифицируются в соответствии с долей светового потока, посылаемого в нижнюю и верхнюю полусферы на 5 классов. Эта классификация приведена в табл. 22.30.

Светораспределение — важнейшая светотехническая характеристика светильника, определяющая распределение его светового потока в пространстве, окружающем светильник. Классификация светиль-

ников по форме кривой силы света (рис. 22.2) представлена в табл. 22.31.

На рис. 22.2 приведены детализированные типовые кривые силы света (КСС) светильников и поля допусков на значение силы света, равное от +20 до -10 %. Использование 13 типовых кривых позволяет уточнить проектные расчеты, так как эти кривые описывают практически все встречающиеся кривые силы света симметричных светильников.

Номенклатура и технические характеристики наиболее распространенных светильников для освещения производственных помещений приведены в табл. 22.32.

Таблица 22.30. Классы светильников

Обозначение класса светильников	Наименование класса светильников	Доля светового потока, направленного в нижнюю полусферу, от всего потока светильника
П	Светильники прямого света	$\frac{\Phi_0}{\Phi_{св}} > 80$
Н	Светильники преимущественно прямого света	$60 < \frac{\Phi_0}{\Phi_{св}} \leq 80$
Р	Светильники рассеянного света	$40 < \frac{\Phi_0}{\Phi_{св}} \leq 60$
В	Светильники преимущественно отраженного света	$20 < \frac{\Phi_0}{\Phi_{св}} \leq 40$
О	Светильники отраженного света	$\frac{\Phi_0}{\Phi_{св}} \leq 20$

Таблица 22.31. Типы кривых силы света светильников

Обозначение типа кривых силы света	Тип кривой силы света	Зона направлений максимальной силы света, град
К	Концентрированная	0—15
Г	Глубокая	0—30; 180—150
Д	Косинусная	0—35; 180—145
Л	Полуширокая	33—55; 145—125
Ш	Широкая	55—85; 125—95
М	Равномерная	0—90; 180—90
С	Синусная	70—90; 110—90

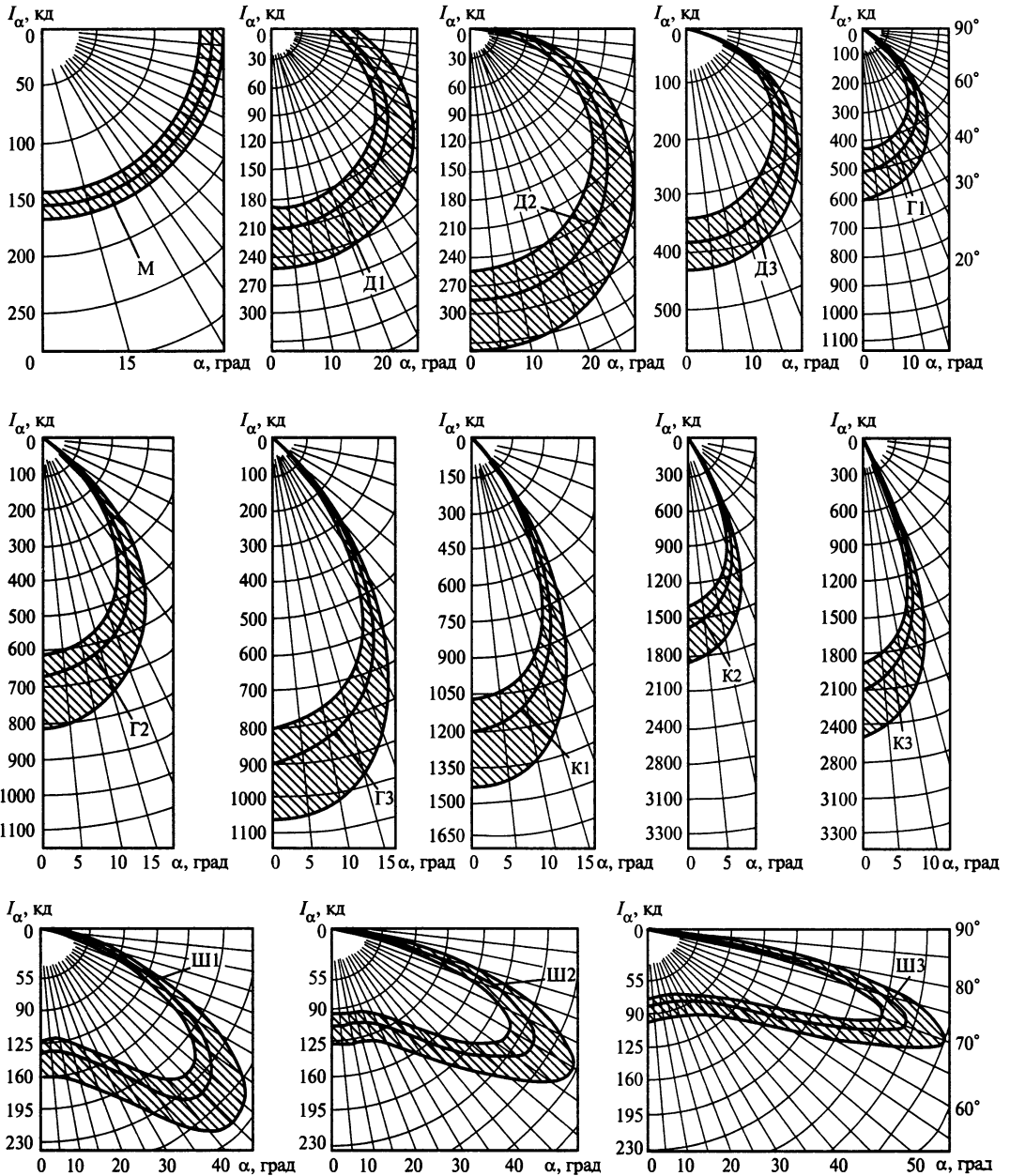


Рис. 22.2. Детализированные типовые КСС светильников и поля допусков на значения силы света ($\Phi_{\text{св}} = 1000 \text{ лм}$). Типы КСС:

К — концентрированная; Г — глубокая; Д — косинусная; Л — полуширокая; Ш — широкая; М — равномерная; С — синусная. КСС приведены в полярной системе координат $I_{\alpha} = f(\alpha)$

Таблица 22.32. Номенклатура и основные параметры осветительных приборов с разрядными лампами высокого давления для общего освещения промышленных помещений

Серия	Источник света		Степень защиты	Светотехнические характеристики					Способ установки по ГОСТ 17677—82
	Тип	Мощность, Вт, — количество		Класс светораспределения по ГОСТ 17677—82	КСС в нижнюю полусферу по рис. 22.2	КПД, %			
РРП01*1; *2	ДРЛ	50; 80; 125	IP54	П	Д1	65	65	II	
ГТП01*1; *2	ДРИ	125	IP54	П	Д2	60	60	II	
ЖП01*1; *2	ДНаТ	70; 100	IP54	П	Д3	60	60	II	
ЖСП01	ДНаТ	400	IP23; 5'3	П	Г3; К1	75	75	С	
ГКПО*3	ДРИЗ	250—2	IP65	П	Г1	75	75	Крепление болтами на горизонтальной площадке	
ГВП02	ДРИ	250	IP54	П	Д1	55	55	В	
ССП04*4	ДРИЗ	250; 250—2	5'0	П	Ш1	95	95	С	
РП05	ДРЛ	80	IP54	П	М	63	38	II	

РПП05	ДРЛ	250	5'0	П	ДЗ; Г1; Г3; К1	70; 80	65; 75	С
		400				70; 80	65; 75	
		700				70; 80	65; 75	
		1000				70; 80	65; 75	
РСР08	ДРЛ	250	IP20; 5'3	П	ДЗ; Г2; Ш1	75; 80	75; 80	С
		400	IP23; 5'0		К1; Г2; Ш1	80; 80	80; 80	
РСР11	ДРЛ	400	IP52	П	Д1	72	72	С
РСР12	ДРЛ	700		Р	Нетиповая	70	40	С
РСР13	ДРЛ	400	5'3	П	ДЗ; Г1; Г2	62	60	С
		700				70; 75	70; 75	С
		1000				70; 75	70; 75	С
		700—2				72	69	С
ГСП15*4	ДРИ	400—5	5'0	G	U1	72	69	II
РСР16	ДРЛ	400			U2	76	73	
ГСП17*4	ДРИ	700—5	IP20; 5'0	П	Г3; К1	75	70	С
		2000—6						
РСР18	ДРЛ	250; 400	IP20	G	ДЗ; Г2; К1	70; 75	65; 70	С
		700; 1000						
ГСП18*4	ДРИ	250—5; 400—5; 700—5	IP20	G	Г1; Г2; К1	75	70	С
ЖСП20	ДНаТ	250	5'0	П	Д2	72	69	С
РСР20	ДРЛ	250; 400; 700	5'0	П	Д3	72	69	С
		250	IP52			60	57	

Окончание табл. 22.32

Серия	Источник света		Степень защиты	Светотехнические характеристики				Способ установки по ГОСТ 17677—82
	Тип	Мощность, Вт, — количество		Класс светораспределения по ГОСТ 17677—82	КСС в нижнюю полусферу по рис. 22.2	КПД, %		
РСП21*1,*5	ДРЛ	80; 125	IP53	П	Д2	60	60	С
			5'3		Д3	65	65	
			5'0		Д3	65	65	
			IP23		Д3	65	65	
			5'0		«Кососвет»	65	65	
			IP'20		Д3	65	65	
ЖСП21	ДNaT	70	5'3	G	Д2	65	65	С
			IP53			60	60	
РСП20*1,*5	ДРЛ	80; 125	IP54	П	Д1; Д2	60	60	С
		250		Н	С	80	40	
ГСП25*1,*4,*5	ДРИ	125; 175	IP54	П	Д1; Д3	60	60	С
		250		Н	С	80	40	
РСП27	ДРЛ	80	IP52	Н	М	75	72	С
		80				70	42	
		125				75	72	
		125				70	42	
РСП30-004	ДРЛ	125	IP56*7	П	Д1	50	50	С
РСП30-001	ДРЛ	250	IP56*8	П	Д1	50	50	С
РСП30-005*6	ДРЛ	125	IP56*7	Н	Нетиповая	60	45	С

РСП30-002	ДРЛ	250	IP56*8	Н	Нетиповая	60	45	С
РСП30-004*6	ДРЛ	125	IP56*7	Н		50	50	С
РСП30-003	ДРЛ	250	IP56*8	Н	»	50	50	С
СД-2РТС	ДРЛ	400; 700; 1000	5'3	П	Г1	75	75	С
ВЗТЗ-ДРЛ*9	ДРЛ	250	IP56	П	Д1	50	50	С
		125		Р	М	60	35	
КОУ1(А)-М600	ДРИЗ	4×700—1	IP54 (вводное устройство)	П	Специальная	35	35	Специальный
КОУ1-М600		4×700—1				40	40	
КОУ1А-3×700		3×700—1				38	38	Вводное устройство встраивается в стену
КОУ1-3×700						3×700—1		

^{*1} Конструкция предусматривает доступ в оболочку с помощью специального инструмента.

^{*2} Встроенный в корпус осветительного прибора пускорегулирующий аппарат.

^{*3} Виброударопрочный (группа условий эксплуатации М17 по ГОСТ17516—72).

^{*4} На напряжение 380 В.

^{*5} Осветительный прибор повышенной надежности против взрыва в исполнении «взрывонепроницаемая оболочка». Маркировка по взрывозащите

1Exd-ІІВТ4/2Exd-ІІВТ4.

^{*6} Рассчитан на вибро- и ударонагрузки в специальном диапазоне, не предусмотренном ГОСТ 17516—72.

^{*7} Исполнение по взрывозащите ExІІАТ4.

^{*8} Исполнение по взрывозащите ExІІАТ3.

^{*9} Осветительный прибор повышенной надежности против взрыва. Маркировка по взрывозащите 1Exd-ІІВТЗ.

Примечание. Способ монтажа: 1 — на трубу с резьбой 3/4"; 2 — на монтажный профиль; 3 — на крюк; 4 — на опорную поверхность; 5 — специальное крепление.

Маркировка светильников, принятая в РФ, имеет следующую структуру: первая буква — тип ИС; вторая буква — основной способ установки светильника; третья буква — основное назначение светильника; на четвертом месте — номер серии, к которой принадлежит светильник; на пятом месте — число ламп в светильнике (одноили двухзначное число в шифре, при этом единица не указывается; на шестом месте — мощность ламп, Вт; на седьмом месте — номер модификации светового прибора (трехзначное число); на восьмом месте — обозначение климатического исполнения и категории размещения (одна или две буквы и одна-две цифры).

Сведения о промышленных светильниках серии «Вега» приведены в табл. 22.33.

Комплектные осветительные устройства (КОУ) с щелевыми световодами предназначены для освещения производственных помещений с большим содержанием

пыли и влаги, со взрывоопасными зонами классов В-Іб, В-Іа, пожароопасными зонами классов П-І и П-ІІ, а также со взрывоопасными зонами классов В-І и В-Іа при условии установки ИС либо вне помещений, либо в строительных галереях и коммуникационных каналах, расположенных внутри помещений.

Комплектные осветительные устройства соответствуют климатическому исполнению У, категории размещения 3 по ГОСТ 15150—69 и рассчитаны на работу в сети переменного тока с номинальным напряжением 380 В частотой 50 Гц. Степень защиты оболочек устройств соответствует степени защиты IP54 по ГОСТ 14254—69. В качестве ИС в КОУ применяются зеркальные МГЛ-светильники типа ДРИЗ, а также зеркальные ЛН типа ЗК.

Номенклатура серийно выпускаемых КОУ и их основные параметры приведены в табл. 22.34.

Таблица 22.33. Технические параметры светильников промышленной серии «Вега»

Марка*	Тип лампы	Номинальная мощность лампы, Вт	Патрон	КПД, %, не менее	Тип кривой силы света**	Степень защиты IP	Масса, кг
РСП50-125-001/002	ДРЛ	125	E27	55/60	Г	IP53/IP23	3,0/2,2
РСП50-250-001/002		250	E40		Г		3,0/2,2
РСП50-250-011/012		250		60/65	К, Г		5,5/3,0
РСП50-400-011/012		400			Г, Д, Л		5,5/3,0
РСП50-700-031/032		700	Д, Л		6,5/3,0		
ЖСП50-100-001/002	ДНаТ	100	E40	60/65	Г	IP53/IP23	3,0/2,2
ЖСП50-150-001/002		150			К		3,0/2,2
ЖСП50-250-001/002		250			К		3,0/2,2
ЖСП50-250-011/012		250			К, Г		5,5/3,0
ЖСП50-400-011/012	ДРИ	400	E27	60	К, Г, Д	IP53	5,5/3,0
ГСП50-100-001		100			К		3,0
ГСП50-150-001		150			К		3,0
ГСП50-250-001		250	E40		Г	3,0	
ГСП50-250-011		250			Г, Д	5,5	
ГСП50-400-011		400			Г, Д, Л	5,5	

* Через косую черту указана модификация светильника.

** К — концентрированная, Г — глубокая, Д — косинусная, Л — полуширокая.

Таблица 22.34. Номенклатура и технические характеристики комплектных осветительных устройств

Исполнение	Размер канала		Источник света				Количество ИС, шт.	Общая потребляемая мощность (с учетом потерь в ПРА), кВт	Номинальное напряжение, В	КПД, %	Рекомендуемый диапазон высоты установки КОУ, м	Средняя освещенность рабочей поверхности, л	Высота установки, м
	Длина, м	Диаметр, мм	Тип	Мощность, Вт	Световой поток, клм	Срок службы, тыс. ч							
КОУ1А-М600-3×700УХЛ2	12	640	ДРИ3700-1	700	45	5	3	2,3	380	43	4—8	250	6
КОУ1А-М600-3×700УХЛ3													
КОУ1А-М600-3×700/СУХЛ3													
КОУ1-М275-1×700УХЛ3	6	275					1	0,74		40	3—5	300	3,5
КОУ1А-М275-1×700УХЛ2													

22.5. СВОТОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Все применяемые методы расчета освещения можно свести к двум основным: точечному и методу светового потока, подразделяющемуся на метод коэффициента использования и метод удельной мощности. В принципе, оба метода равноправны, области их применения в значительной степени пересекаются, но между ними есть существенные различия.

Точечный метод в основном предназначен для нахождения освещенности в точках, следовательно, он наиболее пригоден для расчета минимальной освещенности, регламентируемой нормами для большинства освещаемых объектов.

Метод коэффициента использования предназначен для определения средней освещенности, и при расчете этим методом минимальная освещенность оценивается лишь приближенно, без выявления точек, в которых она имеет место. Средняя освещенность может быть рассчитана на как угодно расположенной поверхности, но наиболее употребительные формы этого метода предназначены для расчета только горизонтальной освещенности.

Точечный метод является предпочтительным к использованию и незаменим в случаях:

необходимости учитывать возможные затенения;

предъявления требований к равномерности распределения освещенности;

определения освещенности наклонных поверхностей.

Применение точечного метода целесообразно для расчета осветительных установок (ОУ) с повышенной неравномерностью распределения освещенности (локализованное освещение светильниками прямого света, наружное освещение, рассчитываемое на минимальную освещенность, аварийное освещение и т.п.), а также для расчета освещения наклонных поверхностей, создаваемого светильниками прямого света.

Метод коэффициента использования целесообразен во всех случаях, когда расчет ведется по средней освещенности, и, в

частности, для расчета общего равномерного освещения, а также при высоких коэффициентах отражения стен, потолка и рабочей поверхности помещения.

Общее равномерное освещение помещений может быть рассчитано любым методом. Однако в ответственных случаях предпочтение следует отдавать точечному методу, так как он позволяет проанализировать распределение освещенности по площади помещения. При использовании светильников концентрированного светораспределения необходимо применять только точечный метод.

В ряде случаев ни один из указанных методов расчета не дает точных результатов. К таким относится расчет локализованного освещения или освещения наклонных поверхностей в помещениях, освещаемых светильниками, не относящимися к классу прямого света. В этих случаях прямую составляющую освещенности определяют точечным методом, а дополнительную отраженную — методом коэффициента использования.

Расчет точечным методом предполагает использование формулы (22.7) последовательно для каждого светильника, после чего определяется суммарная освещенность в заданной точке от всех светильников, посылающих в эту точку световой поток.

Расчет осветительных установок методом коэффициента использования

Для расчета осветительных установок большинства производственных помещений и административных зданий рекомендуется пользоваться методом коэффициента использования. В случаях, когда проект предусматривает число и размещение светильников, световой поток каждого светильника определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_{\text{норм}} K_3 S z}{n U_{0,y}}, \quad (22.9)$$

где $E_{\text{норм}}$ — определенная нормами СНиП минимальная освещенность, лк; K_3 — коэффициент запаса; S — освещаемая площадь, м²; z — отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{мин}}$ — коэффициент

неравномерности освещенности: $z = 1,15$ для ЛН и ламп ДРЛ и $1,1$ для ЛЛ при расположении светильников в линию, при отраженном освещении $z = 1$; n — число светильников (намеченное до расчета); $U_{o,y}$ — коэффициент использования осветительных установок, определяемый отношением светового потока светильников, падающего на рабочую поверхность, к световому потоку источников света. Он зависит от светораспределения светильников и их размещения в помещении, от размеров освещаемого помещения и отражающих свойств его поверхностей, от отражающих свойств рабочей поверхности.

По найденному значению Φ выбирается ближайшая стандартная лампа в пределах допуска от -10 до $+20$ %. Если такое приближение не реализуется, то корректируется число светильников. При заданном световом потоке лампы выражение (22.9) решается относительно N . При расчетах освещения с ЛЛ, если намечено число рядов n , которое подставляется в формулу (22.9) вместо N , под Φ понимается световой поток ламп одного ряда.

Соотношение размеров освещаемого помещения и высота подвеса светильников в нем характеризуются индексом помещения

$$i_n = \frac{AB}{h_p(A+B)}, \quad (22.10)$$

где A — длина помещения; B — ширина помещения; h_p — расчетная высота подвеса светильников.

Коэффициенты отражения поверхностей помещения: потолка ρ_n и стен ρ_c — можно приблизительно оценить по табл. 22.35. Коэффициент отражения расчетной поверхности или пола, как правило, принимается $\rho_p = 0,1$.

Коэффициент использования осветительной установки $U_{o,y}$ определяется по найденным значениям индекса помещения i_n и коэффициентов отражения потолка ρ_n , стен ρ_c и рабочей поверхности ρ_p для выбранного типа светильников. Значения коэффициентов использования для светильников с типовыми кривыми силы света приведены в табл. 22.36.

В тех случаях, когда в таблицах отсутствуют данные о коэффициенте использования светильников, например, новых модификаций, эти коэффициенты приблизительно могут быть определены следующим путем: по форме кривой силы света (ККС) в нижней полусфере определяют ее тип, по каталожным данным светильника находят (в процентах потока лампы) потоки нижней Φ_{\downarrow} и верхней Φ_{\uparrow} полусфер; первый умножают на коэффициент использования, приведенный в табл. 22.37, второй — по табл. 22.38. Сумма произведений даст общий полезный поток, делением которого на поток лампы (обычно 1000 лм) находят коэффициент использования.

Таблица 22.35. Приблизительные значения коэффициентов отражения стен и потолка

Отражающая поверхность	Коэффициент отражения (потолка или стен), %
Потолок; побеленные стены с окнами, закрытыми белыми шторами	70
Побеленные стены при незанавешенных окнах; побеленный потолок в сырых помещениях; чистый бетонный и светлый деревянный потолок	50
Бетонный потолок в грязных помещениях; деревянный потолок; бетонные стены с окнами; стены, оклеенные светлыми обоями	30
Стены и потолки в помещениях с большим количеством темной пыли; сплошное остекление без штор; красный кирпич неоштукатуренный; стены с темными обоями	10

Таблица 22.36. Коэффициент использования светильников с типовыми кривыми силы света U_{oy}

Тип КСС		Значение U_{0y} , %																							
		при $\rho_n = 0,7$; $\rho_c = 0,5$; $\rho_p = 0,3$ и i_n равно						при $\rho_n = 0,7$; $\rho_c = 0,5$; $\rho_p = 0,1$ и i_n равно						при $\rho_n = 0,7$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$ и i_n равно						при $\rho_n = \rho_c = 0,5$; $\rho_p = 0,3$ и i_n равно					
		0,6	0,8	1,25	2	3	5	0,6	0,8	1,25	2	3	5	0,6	0,8	1,25	2	3	5	0,6	0,8	1,25	2	3	5
М	35	50	61	73	83	95	34	47	56	66	75	86	26	36	46	56	67	80	32	45	55	67	74	84	
Д1	36	50	58	72	81	90	36	47	56	63	73	79	28	40	49	59	68	74	36	48	57	66	76	85	
Д2	44	52	68	84	93	103	42	51	64	75	84	92	33	43	56	74	80	76	42	51	65	71	90	85	
Г1	49	60	75	90	101	106	48	57	71	82	89	94	42	52	69	78	73	76	45	56	65	78	76	84	
Г2	58	68	82	96	102	109	55	64	78	86	92	96	48	60	73	84	90	94	55	66	80	92	96	103	
Г3	64	74	85	95	100	105	62	70	79	80	90	93	57	66	76	84	84	91	63	72	83	91	96	100	
К1	74	83	90	96	100	106	69	76	83	88	91	92	65	73	81	86	89	90	70	78	86	92	96	100	
К2	75	84	95	104	108	115	71	78	87	95	97	100	67	75	84	93	97	100	72	80	91	99	103	108	
К3	76	85	96	106	110	116	73	80	90	94	99	102	68	77	86	95	98	101	74	83	93	101	106	170	
Л	32	49	59	71	83	91	31	46	55	65	74	83	24	40	50	62	71	77	32	47	57	69	79	90	
М	31	43	53	63	72	80	23	36	45	56	65	75	17	29	38	46	58	67	16	28	38	45	55	65	
Д1	34	47	54	63	70	77	27	40	48	55	65	73	27	35	42	52	61	68	21	33	40	49	58	66	
Д2	40	48	61	74	82	84	33	42	52	69	75	86	28	36	48	63	75	81	25	33	47	61	70	78	
Г1	44	53	69	77	83	80	41	48	64	76	70	88	35	45	60	73	68	77	34	44	56	71	68	74	
Г2	53	63	76	85	90	94	48	58	72	83	86	93	43	54	68	79	85	90	43	53	66	77	82	86	
Г3	61	68	78	84	88	91	57	65	75	83	86	90	53	62	73	80	84	86	53	61	71	78	82	85	
К1	68	77	83	86	89	90	64	73	80	86	88	90	62	71	77	83	86	88	60	69	77	84	85	86	
К2	71	78	87	93	98	99	68	74	84	92	93	99	68	72	80	89	93	97	65	71	79	88	92	95	
К3	72	79	88	94	97	99	68	76	85	93	95	99	64	73	83	90	94	97	64	72	81	88	91	94	
Л	30	45	55	65	70	78	24	40	49	60	70	76	20	35	44	48	65	69	17	33	42	53	63	70	
Л-Ш	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	12	26	35	47	58	68	
Ш	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9	—	—	—	—	—	

Таблица 22.37. Коэффициент использования светового потока светильников с типовыми кривыми силы света, излучаемого в нижнюю полусферу

Типовая КСС	Равномерная М										Косинусная Л										Глубокая Г									
	70			50			30	0	70			50			30	0	70			50			30	0						
$\rho_n, \%$																														
$\rho_c, \%$	50			30			10	0	50			30			10	0	50			30			10	0						
$\rho_p, \%$	30	10	30	10	10		0	30	10	30	10	10	10	10	0	30	10	30	10	10	10	10	0							
Значение i_n	Коэффициент использования, %																													
0,5	28	28	21	21	25	19	15	13	36	35	30	30	34	28	25	22	58	57	55	53	57	53	49	47						
0,6	35	34	27	26	31	24	18	17	43	42	35	34	40	33	28	27	68	65	62	60	64	60	57	56						
0,7	44	39	32	31	39	31	25	24	48	47	41	38	45	38	33	31	74	69	68	64	69	64	61	61						
0,8	49	46	38	36	43	36	29	28	54	51	45	43	49	43	37	36	78	73	72	69	72	69	66	64						
0,9	51	48	40	39	46	39	31	30	57	55	48	46	52	46	41	39	81	76	75	72	75	72	70	67						
1,0	54	50	43	41	48	41	34	32	60	57	52	50	55	49	45	42	84	78	78	75	77	74	72	70						
1,1	56	52	46	43	50	43	35	33	64	60	55	52	58	51	47	44	87	81	80	77	79	76	74	72						
1,25	59	55	49	46	53	45	38	35	69	63	60	56	61	55	50	48	90	83	84	79	82	79	76	75						
1,50	64	59	53	50	56	49	42	39	75	69	67	62	67	61	55	53	94	86	88	83	85	82	79	78						
1,75	68	62	57	53	60	53	45	42	79	72	71	66	70	65	60	57	97	88	92	85	86	85	82	80						
2,0	73	65	61	56	63	56	48	45	83	75	75	69	73	68	64	61	99	90	95	88	88	87	84	82						
2,25	76	68	65	60	66	59	51	48	86	77	79	73	76	71	66	64	101	92	97	90	90	88	85	83						
2,5	79	70	68	63	68	61	54	51	89	80	82	75	78	73	69	66	103	93	99	91	91	89	87	85						
3,0	83	75	73	67	72	65	58	55	93	83	86	79	81	77	73	71	105	94	102	92	93	91	89	86						
3,5	87	78	77	70	75	68	61	59	96	86	90	82	83	80	76	73	107	95	104	94	94	93	90	88						
4,0	91	80	81	73	78	72	65	62	99	88	93	84	85	83	79	76	109	96	105	94	94	94	91	89						
5,0	95	83	86	77	80	75	69	65	105	90	98	88	88	85	81	79	111	97	108	96	96	95	92	90						

Таблица 22.38. Коэффициент использования светового потока светильников (любого типа), излучаемого в верхнюю полусферу

Светильники	Потолочные							Подвесные						
$\rho_n, \%$	70				50		30	70				50		30
$\rho_c, \%$	50		30		50	30	10	50		30		50	30	10
$\rho_p, \%$	30	10	30	10	10		10	30	10	30	10	10		10
Значение i_n	Коэффициент использования, %													
0,5	26	25	20	19	17	13	6	19	18	15	14	11	9	4
0,6	30	28	24	23	20	16	8	21	22	18	18	14	11	5
0,7	34	32	28	27	22	19	10	27	26	22	21	16	13	6
0,8	38	36	31	30	24	21	11	31	29	25	25	18	16	7
0,9	40	38	34	33	26	23	12	34	32	28	28	20	18	8
1,0	43	41	37	35	28	25	13	37	35	32	30	22	20	9
1,1	46	43	39	37	30	26	14	40	37	34	33	24	21	11
1,25	49	46	42	40	32	28	15	43	41	38	36	26	24	12
1,5	54	49	47	44	34	31	17	48	44	42	40	29	26	14
1,75	57	52	51	47	36	33	18	52	48	46	43	31	29	15
2,0	60	54	54	50	38	35	19	55	50	50	46	33	31	16
2,25	62	56	57	52	39	37	20	58	52	53	49	35	33	17
2,5	64	58	59	54	40	38	21	60	54	55	51	36	34	18
3,0	68	60	63	57	42	40	22	64	57	59	54	39	36	20
3,5	70	62	66	59	43	41	23	67	60	62	56	40	39	21
4,0	72	64	68	61	45	42	24	69	61	65	58	42	40	22
5,0	75	66	72	64	46	44	25	73	64	69	62	44	42	24

Расчет люминесцентного освещения начинается с выбора числа рядов светильников N , которое подставляют в формулу (22.9) вместо n . Первоначально вычисляют световой поток Φ_d от ряда светильников. Число светильников в ряду определяют как

$$n = \Phi_d / \Phi_1, \quad (22.11)$$

где Φ_1 — световой поток одного светильника.

Суммарную длину n светильников ряда сопоставляют с длиной помещения, причем возможны следующие случаи:

1. Суммарная длина светильников превышает длину помещения: необходимо или применить более мощные лампы (у которых световой поток на единицу длины

больше), или увеличить число рядов, или компоновать ряды из сдвоенных, строенных светильников.

2. Суммарная длина светильников равна длине помещения: задача решается установкой непрерывного ряда светильников.

3. Суммарная длина светильников меньше длины помещения: принимается ряд с равномерно распределенными вдоль него разрывами λ между светильниками.

Из нескольких возможных вариантов на основе технико-экономических соображений выбирают наилучший.

Рекомендуется, чтобы λ не превышала 0,5 расчетной высоты (кроме многолампных светильников в помещениях общественных и административных зданий).

Расчет освещенности методом удельной мощности

Удельная мощность осветительной установки определяется как частное от деления общей мощности установленных в помещении ламп на площадь помещения, Вт/м²:

$$W = P_{\text{л}} n / S, \quad (22.12)$$

где $P_{\text{л}}$ — мощность одной лампы, Вт; n — число ламп; S — площадь помещения, м².

Формула (22.12) может быть получена путем преобразования формулы (22.9), если ввести в нее следующие величины: W — удельную мощность, Вт/м²; H — световую отдачу, лм/Вт. Учитывая, что $\Phi_{\text{л}} = H P_{\text{л}}$, формулу (22.9) приводим к виду:

$$\Phi_{\text{л}} = H P_{\text{л}} = \frac{E_{\text{норм}} K_3 S z}{n U_{\text{o.y}}}, \quad (22.13)$$

откуда

$$P_{\text{л}} = \frac{E_{\text{норм}} K_3 S z}{n U_{\text{o.y}} H}. \quad (22.14)$$

Подставляя полученное выражение для $P_{\text{л}}$ в формулу (22.12), находим выражение для удельной мощности

$$W = \frac{E_{\text{норм}} K_3 z}{U_{\text{o.y}} H}. \quad (22.15)$$

Такая форма записи удельной мощности показывает, что W зависит от тех же показателей, которые оказывают влияние на коэффициент использования $U_{\text{o.y}}$. В табл. 22.39—22.47 приводятся данные об удельной мощности для светильников прямого света с типовыми кривыми силы света (КСС, см. рис. 22.2).

Удельная мощность является важнейшим энергетическим показателем осветительной установки, широко используемым для оценки экономичности решений и для предварительного определения осветительной нагрузки на начальных стадиях проектирования, нормируемым МГСН 2.01—99.

Допускается для общего равномерного освещения вместо полного светотехниче-

ского расчета определять мощность и число ламп по таблицам удельной мощности. Не следует рассчитывать по таблицам удельной мощности освещение таких помещений, как гардеробы и санузлы, по существу, являющиеся локализованными. Таблицами удельной мощности необходимо пользоваться в пределах данных, для которых они составлены.

Пропуски в табл. 22.45—22.47 вызваны неприменимостью при указанных высотах помещений светильников с данными кривыми силы света.

При пользовании табл. 22.39—22.47 следует учитывать следующие особенности:

если коэффициент запаса, принятый для расчета, отличается от указанных в соответствующей таблице, то допускается пропорциональный перерасчет удельной мощности;

табличные значения удельной мощности соответствуют номинальному напряжению 220 В;

в таблицах приведены W для условного КПД 100 %; расчетное значение W для освещенности 100 лк от реально применяемых светильников определяется делением табличного значения $W_{100\%}$ на выраженный в долях единицы КПД светильников;

при составлении таблиц удельной мощности не учитывалась форма помещения и коэффициент использования определялся по формуле:

$$U_{\text{o.y}} = 0,48 \sqrt{S} / h_{\text{p}}, \quad (22.16)$$

что является достаточно точным при $A/B \leq 3$.

Приводимые в таблицах значения W для $E = 100$ лк изменяются пропорционально при рассчитываемых $E_{\text{норм}}$.

Таблицы 22.39—22.47 рассчитывались для светильников прямого света при отношении расстояний между ними или между их рядами к высоте подвеса: $l:h_{\text{p}} = 0,4$ для КСС типов ГЗ, К1, К2; $l:h_{\text{p}} = 1,0$ для КСС типов ДЗ, Г1, Г2 и $l:h_{\text{p}} = 1,5$ для КСС типов Д1, Д2.

Таблица 22.39. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с ЛН мощностью 60 Вт

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_3 = 1,3$; $z = 1,15$ при формах КСС					
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3
1,5—2,0	10—15	24,6	23,5	23,0	19,8	17,4	16,9
	15—25	23,9	21,5	20,1	17,6	15,8	15,6
	25—50	21,1	19,5	17,6	15,8	14,7	14,4
	50—150	17,8	16,2	15,3	14,1	13,3	13,2
	150—300	16,2	15,1	14,4	13,6	13,1	13,1
	Свыше 300	15,4	14,4	13,6	13,2	12,8	12,8
2,0—3,0	10—15	34,2	30,2	28,8	23,9	20,8	20,1
	15—25	27,5	24,4	24,4	20,8	18,1	17,6
	25—50	24,4	21,8	20,8	18,1	16,2	15,2
	50—150	20,1	18,1	16,4	15,1	14,2	13,9
	150—300	17,6	16,0	15,3	13,9	13,3	13,3
	Свыше 300	15,4	14,4	13,6	13,2	12,8	12,8
3,0—4,0	10—15	60,3	48,7	39,6	31,7	26,4	25,3
	15—20	45,2	38,4	33,3	26,9	22,6	22,2
	20—30	34,2	30,2	28,8	23,9	20,4	20,1
	30—50	27,5	24,4	24,4	20,8	18,1	17,7
	50—120	23,5	21,1	19,8	17,3	15,6	15,4
	120—300	20,1	17,8	16,4	14,9	14,1	14,1
	Свыше 300	16,0	15,1	14,4	13,5	13,1	13,1

Таблица 22.40. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с ЛН мощностью 100—200 Вт

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_3 = 1,3$; $z = 1,15$ при формах КСС					
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3
2—3	10—15	28,8	25,4	24,3	20,1	17,5	16,9
	15—25	23,2	20,5	20,5	17,5	15,2	14,8
	25—50	20,5	18,4	17,5	15,2	13,7	13,3
	50—150	16,9	15,2	13,9	12,7	12,0	11,7
	150—300	14,8	13,2	12,9	11,7	11,2	11,2
	Свыше 300	13,0	12,1	11,5	11,1	10,8	10,8
3—4	10—15	50,8	41,1	33,4	26,7	22,2	21,3
	15—25	38,1	32,3	28,1	22,7	19,1	18,7
	20—30	28,8	25,4	24,3	20,1	17,2	16,9
	30—50	23,2	20,5	20,5	17,5	15,2	14,9
	50—120	19,8	17,8	16,7	14,6	13,2	13,0
	120—300	16,9	15,0	13,9	12,6	11,9	11,9
	Свыше 300	13,5	12,7	12,1	11,4	11,0	11,0

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_z = 1,3$; $z = 1,15$ при формах КСС					
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3
4—6	10—17	97,1	62,8	53,4	36,8	28,1	28,8
	17—25	59,3	46,4	38,1	28,8	23,7	23,7
	25—35	42,7	38,1	30,5	24,3	20,5	20,9
	35—50	33,3	28,8	26,0	21,3	18,4	18,1
	50—80	24,3	22,2	22,2	18,7	16,2	15,7
	80—150	21,8	19,4	18,7	16,2	14,4	14,0
	150—400	18,4	16,4	15,2	13,7	12,6	12,3
	Свыше 300	14,4	13,3	12,7	11,7	11,4	11,1

Таблица 22.41. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с ЛН мощностью 300 Вт

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_z = 1,3$; $z = 1,15$ при формах КСС					
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3
3—4	10—15	46,5	37,6	30,5	21,4	20,3	19,5
	15—20	34,9	29,6	25,7	20,8	17,4	17,1
	20—30	26,4	23,3	22,2	18,4	15,8	15,5
	30—50	21,2	18,8	18,8	16,0	13,9	13,7
	50—120	18,1	16,3	15,3	13,4	12,1	11,9
	120—300	15,5	13,8	12,7	11,5	10,8	10,8
	Свыше 300	12,4	11,6	11,1	10,4	10,1	10,1
4—6	10—17	88,8	57,5	48,8	33,7	25,7	26,4
	17—25	54,3	42,5	34,9	26,4	21,7	21,7
	25—35	39,1	34,9	27,9	22,2	18,8	19,2
	35—50	30,5	25,4	23,8	19,5	16,8	16,6
	50—80	22,2	20,4	20,4	17,1	14,8	14,4
	80—150	19,9	17,8	17,1	14,8	13,2	12,8
	150—400	16,8	15,0	14,0	12,5	11,5	11,2
	Свыше 400	13,2	12,2	11,6	10,7	10,4	10,2
6—8	25—35	75,2	54,3	42,5	30,5	24,4	23,8
	35—50	51,4	42,5	34,9	25,7	21,2	20,8
	50—65	40,7	34,9	27,9	22,7	18,8	18,4
	65—90	32,6	27,9	24,4	20,3	17,1	16,8
	90—135	24,4	21,7	21,2	17,8	15,3	15,0
	135—250	20,3	18,1	18,1	15,5	13,6	13,2
	250—500	17,8	16,0	15,0	13,2	11,9	11,8
	Свыше 500	13,2	12,2	11,6	10,7	10,4	10,2

**Таблица 22.42. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками
с ЛН мощностью 500 Вт**

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_z = 1,3$; $z = 1,15$ при формах КСС					
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3
4—6	10—17	82,4	53,3	45,3	31,2	23,8	24,5
	17—25	50,3	39,4	32,4	24,5	20,1	20,1
	25—35	36,2	32,3	25,9	20,6	17,4	17,8
	35—50	28,3	24,5	22,1	18,1	15,6	15,3
	50—80	20,6	18,9	18,9	15,9	13,7	13,3
	80—150	18,5	16,5	15,9	13,7	12,2	11,9
	150—400	15,6	13,9	12,9	11,6	10,6	10,4
	Свыше 400	12,2	11,3	10,8	9,9	9,6	9,4
6—8	25—35	69,7	50,3	39,4	28,3	22,6	22,1
	35—50	47,7	39,4	32,4	23,8	19,7	19,3
	50—65	37,8	32,3	25,9	21,1	17,4	17,1
	65—90	30,2	25,9	22,6	18,9	15,9	15,6
	90—135	22,6	20,1	19,7	16,5	14,2	13,9
	135—250	18,9	16,8	16,8	14,4	12,6	12,2
	250—500	16,5	14,8	13,9	12,2	11,0	10,9
	Свыше 500	12,2	11,3	10,8	10,0	9,6	9,4
8—12	50—70	78,8	50,3	43,1	29,2	23,8	22,6
	70—100	50,3	39,4	32,3	24,5	20,1	19,7
	100—130	39,4	32,4	26,6	21,1	17,8	17,1
	130—200	28,3	24,5	22,1	18,1	15,6	15,4
	200—300	21,6	18,9	18,9	15,9	13,9	13,5
	300—600	18,5	16,5	16,2	13,9	12,2	11,9
	600—1500	15,6	14,2	13,1	11,8	10,8	10,6
	Свыше 1500	12,2	11,3	10,8	10,0	9,6	9,4

**Таблица 22.43. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками
с ЛН мощностью 1000 Вт**

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_z = 1,3$; $z = 1,15$ при формах КСС							
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3	К1	К2
4—6	10—17	75,5	49,0	41,6	28,7	21,9	22,4	18,9	16,6
	17—25	46,1	36,1	29,7	22,5	18,5	18,5	16,3	14,3
	25—35	33,3	29,7	23,7	18,9	16,0	16,3	14,3	13,0
	35—50	26,0	22,5	20,3	16,6	14,3	14,1	13,0	11,9
	50—80	18,9	17,3	17,3	14,6	12,6	12,2	11,7	10,9
	80—150	17,0	15,1	14,6	12,6	11,2	10,9	10,8	9,9
	150—400	14,3	12,8	11,9	10,7	9,8	9,6	9,6	9,1
	Свыше 400	11,2	10,4	9,9	9,1	8,9	8,6	8,8	8,5
6—8	25—35	64,0	46,2	36,2	26,0	20,8	20,3	18,5	16,0
	35—50	43,8	36,2	29,6	21,9	18,1	17,7	16,0	14,3
	50—65	34,7	29,7	23,7	19,4	16,0	15,7	14,3	13,0

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_z = 1,3$; $z = 1,15$ при формах КСС							
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3	К1	К2
6—8	65—90	27,8	23,7	20,8	17,3	14,6	14,3	13,2	12,0
	90—135	20,8	18,5	18,1	15,1	13,0	12,8	12,2	11,2
	135—250	17,4	15,4	15,4	13,2	11,5	11,2	10,9	10,1
	250—500	15,1	13,6	12,8	11,2	10,1	10,0	10,0	9,3
	Свыше 500	11,2	10,4	9,9	9,1	8,9	8,6	8,8	8,5
8—12	50—70	72,3	46,2	39,6	26,8	21,9	20,8	18,9	16,3
	70—100	46,2	36,1	29,7	22,4	18,5	18,1	16,3	14,3
	100—130	36,1	29,7	24,4	19,3	16,3	15,7	14,3	13,2
	130—200	26,0	22,4	20,2	16,6	14,3	14,1	13,0	11,7
	200—300	19,8	17,3	17,3	14,6	12,8	12,4	11,9	10,9
	300—600	16,9	15,1	14,8	12,8	11,2	10,9	10,8	10,0
	600—1500	14,3	13,0	12,0	10,8	9,9	9,8	9,7	9,1
	Свыше 1500	11,2	10,4	9,9	9,1	8,8	8,6	8,7	8,5

Таблица 22.44. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с ЛЛ типа ЛБ40

h, м	S, м ²	Удельная мощность W, Вт/м ² , светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; K _з = 1,5; z = 1,1 при формах КСС							
		Д1		Д2		Д3		Г1	
		при ρ _п = 0,7; ρ _с = 0,1 и заданных ρ _р							
		0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3
2—3	10—15	4,9	6,1	4,4	5,2	4,3	5,0	3,7	4,1
	15—25	4,0	4,8	3,7	4,2	3,7	4,2	3,3	3,6
	25—50	3,6	4,2	3,3	3,8	3,2	3,6	2,9	3,1
	50—150	3,1	3,5	2,8	3,1	2,7	2,9	2,5	2,6
	150—300	2,7	3,0	2,6	2,8	2,5	2,6	2,4	2,5
	Свыше 300	2,5	2,7	2,4	2,5	2,3	2,5	2,2	2,3
3—4	10—15	7,6	10,5	6,7	8,5	5,6	4,9	6,9	5,5
	15—20	7,8	5,4	6,7	4,9	5,8	4,2	4,7	4,7
	20—30	4,9	5,9	4,4	5,2	4,2	5,0	3,7	4,2
	30—50	4,0	3,7	4,6	3,7	3,7	4,2	3,2	3,6
	50—120	3,5	4,1	3,2	3,7	3,1	3,4	2,8	3,0
	120—300	3,0	3,5	2,8	3,1	2,7	2,9	2,5	2,6
	Свыше 300	2,6	2,8	2,5	2,6	2,4	2,3	2,2	2,3
4—6	10—17	10,5	20,0	9,6	12,9	8,1	11,0	6,3	7,6
	17—25	8,5	12,2	7,1	9,6	6,5	7,8	5,1	5,9
	25—35	7,1	8,8	5,9	7,8	5,1	6,3	4,4	5,0
	35—50	5,5	6,9	4,9	5,9	4,5	5,4	3,8	4,4
	50—80	4,2	5,0	3,8	4,6	4,0	4,6	3,4	3,8
	80—150	3,8	4,5	3,4	4,0	3,4	3,8	3,1	3,3
	150—400	3,3	3,5	3,1	3,4	2,9	3,1	2,6	2,8
	Свыше 400	2,7	3,0	2,6	2,8	2,5	2,6	2,3	2,4

Таблица 22.45. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с лампами типа ДРЛ

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_z = 1,5$; $z = 1,15$ при формах КСС							
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3	К1	К2
3—4	10—15	14,9	12,0	9,8	7,8	6,5	—	—	—
	15—20	11,2	9,5	8,2	6,7	5,6	—	—	—
	20—30	8,5	7,4	7,1	5,9	5,0	—	—	—
	30—50	6,8	6,0	6,0	5,1	4,5	—	—	—
	50—120	5,8	5,2	4,9	4,3	3,9	—	—	—
	120—300	4,9	4,4	4,1	3,7	3,5	—	—	—
	Свыше 300	3,9	3,7	3,5	3,4	3,2	—	—	—
4—6	10—17	28,5	18,4	15,7	10,8	8,2	8,5	—	—
	17—25	17,4	13,6	11,2	8,5	7,0	7,0	—	—
	25—35	12,5	11,2	8,9	7,1	6,0	6,1	—	—
	35—50	9,8	8,5	7,6	6,2	5,4	5,3	—	—
	50—80	7,1	6,5	6,5	5,5	4,7	4,6	—	—
	80—150	6,4	5,7	5,5	4,7	4,2	4,1	—	—
	150—400	5,4	4,8	4,5	4,0	3,7	3,6	—	—
6—8	Свыше 400	4,2	3,9	3,7	3,4	3,3	3,3	—	—
	50—65	13,0	11,2	9,0	7,3	6,0	5,9	5,4	—
	65—90	10,4	8,9	7,8	6,5	5,5	5,4	5,0	—
	90—135	7,8	6,9	6,8	5,7	4,9	4,8	4,6	—
	135—250	6,5	5,8	5,8	5,0	4,3	4,2	4,1	—
	250—500	5,7	5,1	4,8	4,2	3,8	3,8	3,8	—
6—12	Свыше 500	4,2	3,9	3,7	3,4	3,3	3,8	3,3	—
	70—100	17,4	13,6	11,2	8,5	7,0	6,8	6,1	—
	100—130	13,6	11,2	9,2	7,3	6,1	5,9	5,4	—
	130—200	9,8	8,5	7,6	6,3	5,4	5,3	4,9	—
	200—300	7,5	6,5	6,5	5,5	4,8	4,7	4,4	—
	300—600	6,4	5,7	5,6	4,8	4,2	4,1	4,1	—
	600—1500	5,4	4,9	4,5	4,1	3,7	3,7	3,6	—
12—16	Свыше 1500	4,2	3,9	3,7	3,4	3,3	3,3	3,3	—
	130—200	—	13,6	11,2	8,4	7,0	6,8	6,3	5,4
	200—350	—	9,5	8,0	6,8	5,7	5,5	5,1	4,6
	350—600	—	6,6	6,7	5,6	4,8	4,7	4,5	4,2
	600—1300	—	5,6	5,4	4,7	4,2	4,1	4,0	3,7
	1300—4000	—	4,6	4,3	3,8	3,6	3,5	3,5	3,3
	Свыше 4000	—	3,9	3,7	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2

Таблица 22.46. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с лампами типа ДРИ

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_s = 1,5$; $z = 1,15$ при формах КСС							
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3	К1	К2
3—4	10—15	9,7	7,8	6,3	5,1	4,2	4,0	—	—
	15—20	7,2	6,1	5,3	4,3	3,6	3,6	—	—
	20—30	5,5	4,8	4,6	3,8	3,3	3,2	—	—
	30—50	4,4	3,9	3,9	3,3	2,9	2,8	—	—
	50—120	3,7	3,4	3,2	2,8	2,5	2,5	—	—
	120—300	3,2	2,8	2,6	2,4	2,2	2,2	—	—
	Свыше 300	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	2,1	—	—
4—6	10—17	18,4	11,9	10,1	7,0	5,3	5,5	—	—
	17—25	11,3	8,8	7,2	5,5	4,5	4,5	—	—
	25—35	8,1	7,2	5,8	4,6	3,9	4,0	—	—
	35—50	6,3	5,5	4,9	4,1	3,5	3,4	—	—
	50—80	4,6	4,2	4,2	3,6	3,1	3,0	—	—
	80—150	4,1	3,7	3,6	3,1	2,7	2,7	—	—
	150—400	3,5	3,1	2,9	2,6	2,4	2,3	—	—
	Свыше 400	2,7	2,5	2,4	2,2	2,2	2,1	—	—
6—8	50—65	8,4	7,2	5,8	4,7	3,9	3,8	3,5	—
	65—90	6,8	5,8	5,1	4,2	3,6	3,5	3,2	—
	90—135	5,1	4,5	4,4	3,7	3,2	3,1	3,0	—
	135—250	4,2	3,8	3,8	3,2	2,8	2,7	2,7	—
	250—500	3,7	3,3	3,1	2,7	2,5	2,4	2,4	—
	Свыше 500	2,7	2,5	2,4	2,2	2,2	2,1	2,1	—
6—12	70—100	11,8	8,8	7,2	5,5	4,5	4,4	4,0	—
	100—130	8,2	7,2	6,0	4,7	4,0	3,8	3,5	—
	130—200	6,3	5,5	4,9	4,0	3,5	3,4	3,2	—
	200—300	4,8	4,2	4,2	3,6	3,1	3,0	2,9	—
	300—600	4,1	3,7	3,8	3,4	2,7	2,7	2,6	—
	600—1500	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,4	2,3	—
	Свыше 1500	2,7	2,4	2,4	2,2	2,1	2,1	2,1	3,5
12—16	150—200	—	8,8	7,2	5,5	4,5	4,4	4,1	3,0
	200—350	—	6,1	5,2	4,4	3,7	3,6	3,3	2,7
	350—600	—	4,3	4,8	3,6	3,4	3,0	2,9	2,4
	600—1300	—	3,6	3,5	3,0	2,7	2,8	2,6	2,2
	1300—4000	—	3,0	2,5	2,5	2,3	2,3	2,3	2,1
	Свыше 4000	—	2,5	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	—

Таблица 22.47. Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с лампами типа ДНаТ

$h, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	Удельная мощность $W, \text{ Вт/м}^2$, светильников с КСС. Освещенность 100 лк; условный КПД — 100 %; $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$; $K_z = 1,5$; $z = 1,15$ при формах КСС							
		Д1	Д2	Д3	Г1	Г2	Г3	К1	К2
3—4	10—15	9,1	7,4	6,0	4,8	3,8	3,8	—	—
	15—20	6,8	5,8	5,0	4,1	3,4	3,4	—	—
	20—30	5,2	4,6	4,4	3,6	3,1	3,0	—	—
	30—50	4,2	4,0	3,7	3,1	2,7	2,7	—	—
	50—120	3,5	3,2	3,0	2,6	2,4	2,3	—	—
	120—300	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	2,1	—	—
	Свыше 300	2,4	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	—	—
4—6	10—17	17,4	11,3	9,6	6,6	5,0	5,2	—	—
	17—25	10,6	8,3	6,8	5,2	4,3	4,3	—	—
	25—35	7,7	6,8	5,5	4,4	3,7	3,8	—	—
	35—50	6,0	5,2	4,7	3,8	3,3	3,2	—	—
	50—80	4,3	4,0	4,0	3,4	2,9	2,8	—	—
	80—150	3,9	3,5	3,4	2,9	2,6	2,5	—	—
	150—400	3,3	2,9	2,7	2,5	2,3	2,2	—	—
6—8	Свыше 400	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	2,0	—	—
	50—65	8,0	6,8	5,5	4,5	3,7	3,6	3,3	—
	65—90	6,4	5,5	4,8	4,0	3,4	3,3	3,0	—
	90—135	4,8	4,3	4,2	3,5	3,0	2,9	2,8	—
	135—250	4,0	3,5	3,5	3,0	2,7	2,6	2,5	—
	250—500	3,5	3,1	2,9	2,6	2,3	2,3	2,3	—
8—12	Свыше 500	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	2,0	2,0	—
	70—100	10,6	8,3	6,8	5,2	4,3	4,2	3,8	—
	100—130	8,3	6,8	5,6	4,5	3,8	3,6	3,3	—
	130—200	6,0	5,2	4,7	3,8	3,3	3,2	3,0	—
	200—300	4,6	4,0	4,0	3,4	2,9	2,9	2,7	—
	300—600	3,9	3,5	3,4	2,9	2,6	2,5	2,5	—
	600—1500	3,3	3,0	2,8	2,5	2,3	2,2	2,2	—
	Свыше 1500	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	2,0	2,0	—

Порядок расчета по удельной мощности при лампах накаливания и лампах типа ДРЛ:

определяют h_p , тип и число светильников n в помещении;

по таблицам находят нормированную освещенность для данного вида помещений $E_{\text{норм}}$;

по соответствующей таблице находят удельную мощность W ;

определяют мощность лампы по формуле:

$$P_{\text{л}} = WS/n, \quad (22.17)$$

и подбирают ближайшую стандартную лампу.

Если расчетная мощность лампы оказывается большей, чем в принятых светильниках, следует определить необходимое число светильников, приняв мощность лампы, приемлемую для данного светильника.

При применении светильников с люминесцентными лампами сохраняется прежний порядок расчета освещения помещений, включая определение числа рядов светильников N и типы ламп.

По соответствующей таблице находят удельную мощность W для ламп данной мощности или нескольких возможных к применению мощностей.

Определяют необходимое число светильников в ряду:

$$n = WS/P_{\text{л}}, \quad (22.18)$$

и осуществляют их компоновку.

Пример. В помещении площадью $S = A \times B = 16 \times 10 = 160 \text{ м}^2$ с $\rho_{\text{п}} = 0,5$; $\rho_{\text{с}} = 0,3$; $\rho_{\text{р}} = 0,1$ на расчетной высоте $h_{\text{р}} = 3,2 \text{ м}$ предполагается установить светильники типа ЛСПО2-2х40 — 10 (КСС типа Д-3, КПД 60 %) с ЛЛ типа ЛБ. Определить число светильников, необходимое для создания освещенности $E = 300 \text{ лк}$ при коэффициенте запаса $K_{\text{з}} = 1,8$ и коэффициенте неравномерности $z = 1,1$.

По табл. 22.44 находят $W = 2,9 \text{ Вт/м}^2$. Но так как в табл. 22.44 $E = 100 \text{ лк}$; $K_{\text{з}} = 1,5$ и КПД 100 %, пропорциональным пересчетом по формуле (22.15) определяют

$$W = \frac{2,9 \cdot 1,8 \cdot 300}{1,5 \cdot 0,6 \cdot 100} = 17,4 \text{ Вт/м}^2.$$

Число светильников

$$n = WS/P_{\text{л}} = 17,4 \cdot 160/80 \approx 35 \text{ шт.}$$

Таким образом, предусматривается 3 ряда по 12 светильников в каждом.

22.6. АВАРИЙНОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Аварийное освещение (АО) — это освещение, включаемое при повреждении системы питания рабочего освещения.

Европейским комитетом по нормированию в различных отраслях техники (CEN) в 1999 г. разработаны европейские нормы EN 1838 «Прикладная светотехника. Аварийное освещение».

На рис. 22.3 приведена структура системы аварийного освещения в соответствии с СНиП 23-05—95 и EN 1838.

Требования СНиП 23-05—95

Эвакуационное освещение

Нормируется освещенность на полу основных проходов или на земле в помещениях $E_{\text{min}} > 0,5 \text{ лк}$, на открытых территориях $E_{\text{min}} \geq 0,2 \text{ лк}$, равномерность освещения $E_{\text{max}}:E_{\text{min}} \leq 40:1$, качество цветопередачи не регламентируется.

Освещение безопасности

Минимальная освещенность $\geq 5 \%$ от уровня, нормируемого для рабочего освещения, но не менее 2 лк в помещениях и 1 лк на открытых территориях. При этом освещенности более 30 лк внутри помещений допустимы только в обоснованных случаях.

Требования EN 1838

Освещение путей эвакуации должно удовлетворять следующим требованиям: горизонтальная освещенность пола на осевой полосе шириной 2 м на маршрутах аварийной эвакуации $E_{\text{min}} \geq 1 \text{ лк}$, равномерность освещения $E_{\text{max}}:E_{\text{min}} \leq 40:1$, источники света в светильниках АО должны иметь общий индекс цветопередачи $R_{\text{a}} \geq 40$.

Минимальная номинальная продолжительность аварийной работы 1 ч.

Время, в течение которого должны включаться светильники АО: через 5 с после выхода из строя основного освещения — 50 % уровня требуемой освещенности; через 60 с — 100 % уровня требуемой освещенности.

Освещение рабочих зон повышенной опасности

Минимальная освещенность должна быть $\geq 10 \%$ уровня, нормируемого для выполнения данной зрительной задачи, но

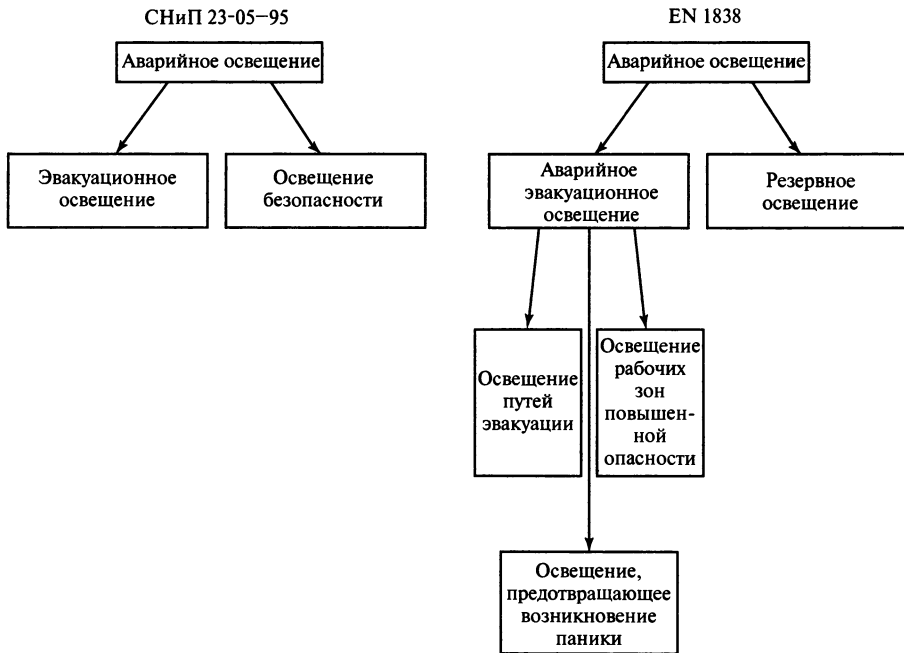


Рис. 22.3. Структура системы аварийного освещения

не менее 15 лк, равномерность освещения $E_{\max} : E_{\min} \leq 40 : 1$.

Качество цветопередачи. Источники света в светильниках АО должны иметь общий индекс цветопередачи $R_a \geq 40$.

Светильники АО должны включаться через 0,5 с после выхода из строя основного освещения.

Освещение, предотвращающее панику

Минимальная горизонтальная освещенность на полу $E_{\min} \geq 0,5$ лк.

Равномерность освещения $E_{\max} : E_{\min} \leq 40 : 1$.

Качество цветопередачи источников света в светильниках АО должно соответствовать общему индексу цветопередачи $R_a \geq 40$.

Светильники АО должны включаться через 5 с после выхода из строя основного освещения, обеспечивая 50 %-ный уровень требуемой освещенности, а через 60 с —

100 %-ный уровень требуемой освещенности.

Места установки эвакуационного освещения выбираются по пути эвакуации — в местах, опасных для прохода людей, по основным проходам производственных помещений, в которых работают более 50 чел., и на лестничных площадках жилых домов высотой 6 этажей и более.

Аварийное освещение устанавливается в производственных помещениях, в которых могут одновременно находиться более 100 чел.; во всех производственных помещениях без естественного освещения; в производственных помещениях, выход из которых при отключении рабочего освещения связан с опасностью травматизма из-за продолжения работы оборудования.

Безопасность на путях эвакуации в аварийных ситуациях обеспечивается как специальным освещением, так и световой маркировкой аварийных выходов и направления движения к ним. Последнюю задачу решают эвакуационные указатели.

Места установки указателей выбирают над выходами из помещений, если: в помещениях общественных и вспомогательных зданий могут находиться одновременно более 100 чел.; в промышленных помещениях без естественного освещения могут находиться одновременно более 50 чел.; при площади промышленного помещения без естественного освещения более 150 м²; над выходами из коридоров и рекреаций, примыкающих к помещениям, перечисленным выше, в местах поворота коридора.

Для обеспечения аварийного освещения служат специальные светильники. Требования к аварийным светильникам изложены в ГОСТ Р МЭК 60598-2-22—99, полностью соответствующем международным нормам. По этому ГОСТ аварийные светильники делятся на светильники: постоянного действия, непостоянного действия, комбинированные; автономные, централизованного электропитания.

Аварийный светильник (АС) постоянного действия — светильник, в котором лампы аварийного освещения работают постоянно, когда рабочее или аварийное освещение необходимо.

Аварийный светильник непостоянного действия — светильник, в котором лампы аварийного освещения работают только при нарушении системы питания рабочего освещения.

Комбинированный аварийный светильник — светильник с двумя лампами и более, в котором по крайней мере одна лампа работает от сети питания аварийного освещения, а другие — от сети рабочего освещения. Светильник может быть постоянного и непостоянного действия.

Автономный аварийный светильник — аварийный светильник постоянного и непостоянного действия, в котором все элементы размещены в светильнике или рядом с ним.

Аварийный светильник централизованного электропитания — аварийный светильник постоянного или непостоянного действия, питание которого осуществляется от централизованной системы.

Основными нормируемыми параметрами аварийных светильников являются время работы и световой поток в аварийном режиме. Нормируемое время работы — это время работы светильника в аварийном режиме, в течение которого обеспечивается нормируемый световой поток. Нормируемый световой поток — это световой поток светильника в аварийном режиме, сохраняющийся до конца нормируемого времени работы.

Так как уровни освещенности в аварийном режиме значительно ниже рабочих, для уменьшения энергопотребления нормируемый световой поток всегда меньше, чем номинальный световой поток в нормальном режиме.

Для аварийных светильников предусматриваются три режима работы.

Нормальный режим — это состояние, когда сеть питания рабочего освещения включена.

Аварийный режим — это состояние работы от внутреннего источника питания при нарушении работы сети питания рабочего освещения.

Режим ожидания — это состояние, при котором светильник преднамеренно находится в выключенном состоянии, пока отключена сеть питания, и в случае возобновления питания рабочего освещения автоматически возвращается в рабочий режим.

Характеристики аварийных светильников приведены в табл. 22.48—22.61.

В табл. 22.48 представлены технические характеристики аварийных светильников постоянного действия. Напряжение питания ~ 220 В, частота 50 Гц, источник света — одна линейная люминесцентная лампа мощностью 6 Вт, цоколь G5, полный заряд батареи 24 ч, высокотемпературная аккумуляторная Ni-Cd-батарея.

В табл. 22.49—22.51 приведены технические характеристики аварийных светильников непостоянного действия. Напряжение питания ~ 220 В, частота 50 Гц, источник света — одна линейная люминесцентная лампа мощностью 8 Вт, цоколь G5,

Таблица 22.48. Характеристики АС постоянного действия серии БС-760

Тип АС	T, ч	Нормируемый световой поток, лм		Аккумуляторная батарея	Мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
		Нормальный режим	Аварийный режим				
БС-761-6	1	78	31	2KR 23/42-1,6F	11	0,5	2,2
БС-763-6	3	78	31	2KR 23/42-4,5F	11	0,5	2,3

Таблица 22.49. Характеристики АС непостоянного действия серии БС-840

Тип АС	T, ч	Нормируемый световой поток, лм		Аккумуляторная батарея	Мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
		Нормальный режим	Аварийный режим				
БС-841-8	1	—	176	3KR 26/50-2,3F	3,2	0,63	1,3
БС-842-8	2	—	176	3KR 33/62-4,5F	3,2	0,63	1,5
БС-843-8	3	—	112	3KR 33/62-4,5F	3,2	0,63	1,5

Таблица 22 50. Характеристики АС непостоянного действия серии БС-870

Тип АС	T, ч	Нормируемый световой поток, лм		Аккумуляторная батарея	Мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
		Нормальный режим	Аварийный режим				
БС-871-4 (цвет белый)	1	—	40	2KR 23/42-1,2L	1,4	0,088	0,475
БС-876-6	1	—	70	2KR 23/42-1,5L	1,9	0,1	0,525
БС-873-6	3	—	60	5KR 23/42-1,5L	0,11	0,11	0,775
БС-871-4 (цвет серый)	1	—	40	2KR 23/42-1,2L	1,4	0,088	0,475

Таблица 22.51. Характеристики АС непостоянного действия типа БС-880

Тип АС	T, ч	Нормируемый световой поток, лм		Аккумуляторная батарея	Мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
		Нормальный режим	Аварийный режим				
БС-881-6 (цвет белый)	1	—	50	2KR 23/42-1,5L	1,9	0,1	0,675
БС-881-8 (цвет белый)	1	—	75	2KR 23/42-1,5L	1,9	0,1	0,625
БС-881-6 (цвет серый)	1	—	50	2KR 23/42-1,5L	1,9	0,1	0,675

полный заряд батареи — 24 ч, высокотемпературная аккумуляторная Ni-Cd-батарея.

В светильниках БС-870 ИС — линейные люминесцентные лампы мощностью 4 или 6 Вт.

В табл. 22.51 использованы светильники с одной линейной люминесцентной лампой мощностью 6 или 8 Вт.

В табл. 22.52, 22.53 представлены характеристики комбинированных аварийных

светильников. В табл. 22.52 использованы светильники с двумя линейными люминесцентными лампами мощностью 4; 8 или 13 Вт с цоколем G5.

В табл. 22.53 использованы светильники с двумя линейными люминесцентными лампами мощностью 8 Вт, цоколь G5.

В табл. 22.54—22.56 представлены характеристики аварийных светильников централизованного питания.

Таблица 22.52. Характеристики комбинированных АС на две ЛЛ мощностью 4; 8 или 13 Вт

Тип АС	T, ч	Аккумуляторная батарея	Мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
БС-911-2×4	1	3KR 26/50-2,3F	13	0,4	2,2
БС-881-2×8	1	3KR 26/50-2,3F	15,6	0,4	2,4
БС-881-2×13	1	3KR 23/42-1,6L	20,7	0,51	3,2
БС-911-8СД	1	3KR 26/50-2,3F	3,7	0,63	2,2
БС-912-2×8	2	3KR 33/62-4,5F	15,6	0,4	2,6
БС-913-2×4	3	3KR 33/62-4,5F	13	0,4	2,5
БС-913-2×8	3	3KR 33/62-4,5F	15,6	0,4	2,6
БС-913-2×13	3	3KR 26/50-2,3L	20,7	0,51	3,4

Таблица 22.53. Характеристики комбинированных АС на две ЛЛ мощностью 8 Вт

Тип АС	T, ч	Нормируемый световой поток, лм		Аккумуляторная батарея	Мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
		Нормальный режим	Аварийный режим				
БС-941-2×8	1	320	176	3KR 26/50-2,3F	15,6	0,4	1,8
БС-942-2×8	2	320	176	3KR 33/62-4,5F	15,6	0,4	2,3
БС-943-2×8	3	320	112	3KR 33/62-4,5F	15,6	0,4	2,3

Таблица 22.54. Аварийные светильники централизованного питания напряжением 220 В и частотой 50 Гц

Тип светильника и ПРА	Источник света			Световой поток, лм	Потребляемая мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
	Тип	Мощность, Вт	Цоколь				
БС-110-8 (ЭМПРА)	ЛЛ	8	G5	—	11,9	0,35	1,8
БС-110-2×8 (ЭМПРА)	ЛЛ	8	G5	—	19,1	0,6	2,1
БС-180-8 (ЭМПРА)	ЛЛ	8	G5	230	9	0,59	0,675
БС-160-6 (ЭМПРА)	ЛЛ	6	G5	78	10,7	0,3	2

Примечание. ЭМПРА — электромагнитный пускорегулирующий аппарат.

Таблица 22.55. Основные показатели аварийных светильников

Тип АС	Т, ч	Нормируемый световой поток, лм		Аккумуляторная батарея	Мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
		Нормальный режим	Аварийный режим				
БС-741-9	1	370	163	4KR 23/42-1,6/F	17,8	0,54	1,8
БС-742-9	2	370	163	4KR 26/50-2,3/F	17,8	0,54	2,0
БС-743-9	3	370	163	4KR 33/62-4,5/F	15,8	0,54	2,5
БС-741-9М	1	370	185	6KR 23/42-1,6/2F	15,8	0,54	1,8
БС-742-9М	2	370	185	6KR 26/50-2,3/2F	15,8	0,54	2,0
БС-743-9М	3	370	185	6KR 33/62-4,5/2F	15,8	0,54	2,5
БС-741-11	1	570	290	6KR 23/42-1,6/2F	17,8	0,54	2,1
БС-742-11	2	570	290	6KR 26/50-2,3/2F	17,8	0,54	2,5
БС-743-11	3	570	290	6KR 33/62-4,5/2F	17,8	0,54	3,0

Таблица 22.56. Светотехнические характеристики аварийных светильников централизованного питания

Тип светильника и ПРА	Напряжение питания, В (частота, Гц)	Источник света			Световой поток, лм	Потребляемая мощность, Вт	cos φ	Масса, кг
		Тип	Мощность, Вт	Цоколь				
БС-140-8 (ЭмПРА)	~220 (50)	ЛЛ	8	G5	320	11,9	0,35	0,9
БС-140-8 (ЭПРА)	=220	ЛЛ	8	G5	570	11,5	—	0,8
БС-140-8 (ЭПРА)	= 24	ЛЛ	8	G5	320	8,5	—	0,8
БС-140-8 (ЭПРА)	= 12	КЛЛ	11	2G7	570	11,5	—	0,8
БС-140-2×8 (ЭмПРА)	~220 (50)	ЛЛ	8	G5	640	19,1	0,6	1,1
БС-140-2×8 (ЭПРА)	=220	ЛЛ	8	G5	570	11,5	—	1,0

22.7. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

Экономичная система электроснабжения осветительных установок невозможна без применения энергосберегающего оборудования на всех ступенях от источника света до источника питания.

Направления энергосбережения можно сформулировать следующим образом:

применение рациональной системы освещения;

использование электронных пускорегулирующих аппаратов (ПРА) взамен электромагнитных;

применение энергосберегающих источников света;

рациональная эксплуатация осветительных установок;

применение систем автоматического управления освещением.

Конкретные рекомендации в части экономии электроэнергии в освещении приведены ниже.

Возможная экономия электроэнергии в осветительных сетях по всем направлениям представлена в табл. 22.57. Как видно из таблицы, наиболее перспективна замена ламп накаливания разрядными источниками света.

Таблица 22.57. Мероприятия по экономии электроэнергии в осветительных установках

Мероприятие	Экономия электроэнергии, %
Переход на светильники с эффективными разрядными лампами (в среднем):	
использование энергоэкономичных ЛЛ	10—15
использование КЛЛ (при прямой замене ЛН)	75—80
переход от ламп ДРЛ на лампы ДНаТ	50
улучшение стабильности характеристик ламп (снижение коэффициента запаса ОУ)	20—30
Снижение энергопотерь в ПРА:	
применение электромагнитных ПРА с пониженными потерями для ЛЛ	30—40
применение электронных ПРА	70
Применение светильников с эффективными КСС и высоким КПД	15—20
Применение световых приборов нужного конструктивного исполнения с повышенным эксплуатационным КПД — снижение коэффициента запаса (на 0,2—0,35)	25—45

Системы освещения

Правильный выбор системы освещения на стадии проектирования ОУ является важным резервом энергосбережения.

Систему комбинированного освещения целесообразно использовать при необходимости обеспечения на рабочих местах высоких уровней освещенности (500—4000 лк) и в тех помещениях, где площадь, приходящаяся на одно рабочее место, достаточно велика.

В помещениях с несимметричным расположением технологического оборудования и малой плотностью его размещения целесообразна локализованная установка

осветительных приборов (ОП) при системе общего освещения.

При наличии в одном помещении рабочих зон и вспомогательных площадей все вспомогательные зоны следует освещать менее интенсивно, чем рабочие. Возможная экономия электроэнергии в зависимости от соотношения основных и вспомогательных площадей приведена в табл. 22.58.

Осветительные установки (ОУ) большой мощности целесообразно питать напряжением 660/380 В (система с глухим заземлением нейтрали, без промежуточной трансформации), включая специально предназначенные для этого осветительные приборы на напряжение 380 В.

Таблица 22.58. Возможная экономия электроэнергии в зависимости от соотношения основных и вспомогательных площадей

Доля вспомогательной площади от полной площади помещения, %	Экономия электроэнергии, %
25	20—25
50	35—40
75	55—65

Применение экономичных источников света

Сравнительная характеристика источников света приведена в табл. 22.29. Следует обратить внимание на увеличение выработки световой энергии за срок службы. Из табл. 22.29 видно, что замена ламп накаливания люминесцентными лампами позволяет снизить расход электроэнергии в среднем в 6,9 раза (при приведении к одинаковому сроку службы 1000 ч).

Чрезвычайно перспективно использование компактных люминесцентных ламп (КЛЛ) взамен ламп накаливания. Наиболее удобны, но и более дороги КЛЛ с встроенным электронным пускорегулирующим аппаратом (ЭПРА). О достоинствах ЭПРА будет сказано ниже, встроенные ЭПРА монтируются в резьбовой цоколь (Е14 или Ц27) и могут использоваться непосредственно в том же светильнике, что и лампа накаливания.

В табл. 22.59 приведены характеристики ламп накаливания (ЛН) и КЛЛ. Из табл. 22.59 видно, что вместо ЛН мощностью 25 Вт можно использовать КЛЛ мощностью 5 Вт и т.д.

Новые ЛЛ (фирм «Осрам» и «Филипс») диаметром 16 мм предназначены для работы с ЭПРА. Длина этих ламп сокращена примерно на 50 мм по сравнению с близкими по мощности ЛЛ диаметром 26 мм. Средний срок службы ламп 16 тыс. ч. Характерной особенностью является высокая стабильность светового потока этих ламп в процессе горения: спад светового потока после 10 тыс. ч горения составляет не более 5 %. Светильники с этими лампами более плоские и требуют меньшего расхода материалов на их изготовление. Уменьшение длины ламп позволило создать на их базе конструкции светильников, оптимально сочетающиеся со стандартизированными модульными системами подвесных потолков. Экономия электроэнергии при использовании ламп диаметром 16 мм может достигать 25 %.

Основные параметры новых люминесцентных ламп приведены в табл. 22.60.

Применение ламп диаметром 16 мм в осветительных установках позволит значительно снизить коэффициент запаса, заключаемый при проектировании ОУ.

Таблица 22.59. Сравнительная характеристика ЛН и КЛЛ

ЛН		КЛЛ		Отношение световой отдачи КЛЛ к световой отдаче ЛН, отн. ед.
Мощность, Вт	Световой поток, лм	Мощность, Вт	Световой поток, лм	
25	200	5	200	4,3
40	420	7	400	5,3
60	710	11	600	4,5
75	940	15	900	4,7
100	1360	20	1200	4,3
2 × 60	1460	23	1500	5,4

Таблица 22.60. Параметры новых ЛЛ

Мощность лампы, Вт	Номинальный световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	Длина лампы, мм
14	1350	96	548
21	2100	100	848
28	2900	104	1148
35	3650	104	1448

Определенный интерес с точки зрения энергосбережения представляют безэлектродные высокочастотные лампы.

В закрытых уплотненных светильниках с ЛЛ целесообразно применять амальгамные лампы типа ЛБА, световые характеристики которых в значительно меньшей степени зависят от температуры окружающей среды.

В светильниках, предназначенных для работы в сложных условиях окружающей среды и не имеющих отражателей, следует применять рефлекторные ЛЛ типа ЛБР, что обеспечивает экономию электроэнергии около 20 % по сравнению с вариантом использования этих же ОП ЛЛ типа ЛБ.

Во взрывоопасных, пыльных помещениях и помещениях с тяжелыми условиями среды целесообразно использовать ОУ с щелевыми световодами, что позволит получить 10—15 % экономии электроэнергии.

Электронные ПРА для разрядных ламп

Целесообразно сформулировать основные преимущества электронных ПРА (ЭПРА) по сравнению с электромагнитными ПРА:

исключение пульсации светового потока ламп и предотвращение возникновения стробоскопического эффекта;

создание благоприятного режима зажигания ламп;

повышение на 10—12 % светового потока ламп;

повышение на 20—30 % срока службы ламп;

отсутствие мигания ламп в пусковом режиме;

уменьшение расхода электроэнергии за счет значительного сокращения суммарной потребляемой мощности.

Электронные ПРА работают в диапазоне частот 25—70 кГц.

Учитывая изложенное, можно констатировать, что в перспективе энергосберегающая техника освещения должна базироваться на использовании ЭПРА.

Потребность в ЭПРА уже в течение последних нескольких лет возрастает ежегодно на 20—30 %.

Целый ряд появившихся в последние годы новых ИС уже не могут работать в схемах с обычными электромагнитными ПРА и рассчитаны на работу только с ЭПРА (например, новые линейные ЛЛ диаметрами 7 и 16 мм). Дополнительными преимуществами ЭПРА являются возможность питания постоянным током (для аварийного освещения) и возможность регулирования светового потока ИС.

При современном уровне цен целесообразность использования ЭПРА в отечественных светильниках связана с вопросами стоимости и окупаемости.

Управление освещением

Системы управления освещением должны определяться в соответствии с размерами помещений и типами зданий. Системы автоматического управления (САУ) осветительными установками позволяют производить регулирование яркости ИС (ЛЛ, КЛЛ, ГЛН) от 100 до 0 %.

Для помещений площадью более 30 м² следует применять автоматические устройства регулирования искусственного освещения в зависимости от естественной освещенности помещения.

В учебных классах, спортивных и актовых залах учебных заведений и детских дошкольных учреждений, в конструкторских бюро, а также рабочих кабинетах поликлиник и других учреждений здравоохранения следует предусматривать либо отключение светильников рядами, параллельными световым проемам, либо плавное или ступенчатое регулирование в зависимости от естественного освещения.

Освещение лестниц, холлов, коридоров общественных зданий должно иметь автоматическое или дистанционное управление, обеспечивающее отключение части светильников или ламп в ночное время с таким расчетом, чтобы освещенность в этих помещениях была не ниже норм эвакуационного освещения.

При любой системе автоматического или дистанционного управления обще-домовыми помещениями должна быть предусмотрена блокировка, обеспечивающая возможность включения или отключения рабочего или эвакуационного освещения в любое время суток из электрощитового помещения или с вводно-распределительного устройства жилых домов.

Управление рабочим освещением в торговых залах площадью 300 м² и более, в актовом зале, конференц-залах, обеденных залах столовых и ресторанов с числом рабочих мест свыше 100, вестибюлях и холлах гостиниц, а также в случаях, когда это требуется по условиям эксплуатации, должно быть централизованно дистанционным.

В зданиях без естественного света или с недостаточным естественным светом целесообразно использовать системы с цилиндрическими или плоскими световодами, в которые свет вводится от концентраторов солнечной энергии (гелиостатов), располагаемых на крыше или стенах зданий (или вне их).

Оценки возможной экономии электроэнергии при разных способах регулирования искусственного освещения даны в табл. 22.61.

Эксплуатация осветительных установок

При проектировании ОУ следует вводить коэффициент запаса K_z , учитывающий снижение освещенности в процессе эксплуатации. Значения K_z для разных эксплуатационных групп светильников применительно к различным помещениям приведены в СНиП 23-05 — 95.

Чистку светильников следует производить согласно указаниям СНиП 23-05 — 95. Обслуживание светильников должно производиться с помощью различных технических средств, отвечающих требованиям техники безопасности.

Очистка стекол световых проемов должна производиться регулярно не реже 2 раз в год.

Окраска поверхностей помещений и производственного оборудования должна выполняться регулярно. Выбор цвета окраски интерьера должен производиться совместно с архитектором и светотехником. Желательно предусматривать окраску помещений в светлые тона, что повышает коэффициент использования естественного и искусственного освещения.

Система замены перегоревших ламп должна зависеть от типа применяемых источников света. Замена перегоревших

Таблица 22.61. Возможная экономия электроэнергии при регулировании освещения

Число рабочих смен	Вид естественного освещения в помещении	Способ регулирования искусственного освещения	Экономия электроэнергии, %
1	Верхнее	Непрерывное	36—27
		Ступенчатое	32—13
	Боковое	Непрерывное	22—7
		Ступенчатое	12—2
2	Верхнее	Непрерывное	31—23
		Ступенчатое	27—11
	Боковое	Непрерывное	19—6
		Ступенчатое	10—2

ЛЛ в ОУ может производиться двумя способами:

в помещениях с числом ламп не более 60 — индивидуальным путем, когда одну или несколько ламп (до 5 % общего числа ламп в установке) заменяют новыми сразу же после выхода их из строя. При этом рекомендуемый интервал между двумя последовательно проводимыми осмотрами ОУ для выявления негорящих ламп составляет $0,05\tau$ (где τ — средний срок службы ЛЛ);

в помещениях с числом ламп более 60 — индивидуально-групповым, когда все лампы в установке (перегоревшие и работающие) через определенный интервал времени, называемый «временем групповой замены», одновременно заменяют новыми, а в промежутках между групповыми заменами осуществляют индивидуальную подзамену перегоревших ламп. Время групповой замены ЛЛ составляет $0,7—0,8\tau$, индивидуальную подзамену следует проводить через $0,05\tau$.

Замену перегоревших ЛН, ДРЛ, МГЛ и НЛВД следует производить индивидуаль-

ным способом. При этом контроль ОУ для выявления негорящих ламп следует проводить через указанные интервалы: для ЛН — $0,1\tau$; для ДРЛ — $0,035\tau$; для МГЛ и НЛВД — $0,02\tau$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 22

22.1. **Справочная книга по светотехнике** / под ред. Ю.Б. Айзенберга. М.: Энергоатомиздат, 1995.

22.2. **Пособие к МГСН 2.06-99. Расчет и проектирование искусственного освещения помещений общественных зданий.** М.: ГУП НИИЦ, 1999.

22.3. **СНиП 23-05-95.** Естественное и искусственное освещение. М.: ГПЦПП, 1995.

22.4. **Кнорринг Г.М., Фадин И.М., Сидоров В.Н.** Справочная книга для проектирования электрического освещения. СПб.: Энергоатомиздат, 1992.

22.5. **Правила устройства электроустановок.** Раздел VI. Электрическое освещение. М.: Кнурус, 2009.

22.6. **Анчарова Т.В., Цырук С.А., Москвина Н.В.** Проблемы проектирования осветительных установок // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2008. № 10. С. 21—27.

Раздел 23

ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

23.1. ДЕЙСТВИЕ ТОКА НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА

Степень отрицательного воздействия электрического тока на организм человека зависит от значения тока, протекающего через него, длительности его воздействия, пути прохождения в теле человека и некоторых других факторов.

Сопrotивление тела человека и значение приложенного к нему напряжения также влияют на исход поражения, но лишь постольку, поскольку они определяют значения тока, проходящего через тело человека.

Человек начинает ощущать воздействие проходящего через него тока при значениях 0,6—1,5 мА при переменном токе с частотой 50 Гц и 5—7 мА при постоянном токе (табл. 23.1). Эти значения являются границами или порогами, с которых начинаютcя области ощутимых токов, и носят название *пороговых ощутимых токов*. Выпрямленные токи одно- и двухполупериодные по порогам ощутимого тока зани-

мают промежуточное значение между переменным и постоянным токами.

Ток, вызывающий при прохождении через тело человека непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник, называется *неотпускающим током*, а наименьшее его значение — *пороговым неотпускающим током*. Значения пороговых неотпускающих токов у разных людей различны. Они различны также у мужчин и женщин.

Средние их значения составляют: для мужчин 16 мА при 50 Гц и 80 мА при постоянном токе, для женщин (соответственно) — 11 и 50 мА [23.1].

Ток, вызывающий при прохождении через организм фибрилляцию сердца, называется *фибрилляционным током*, а наименьшее его значение — *пороговым фибрилляционным током*. Фибрилляция сердца заключается в беспорядочном сокращении и расслаблении мышечных волокон сердца. Сердце затрачивает значительную энергию и не производит полезной работы, кровообращение прекращается. Пороговый фибрилляционный ток зависит от многих факто-

Таблица 23.1. Действие переменного и постоянного тока на человека

Ток, мА	Характер воздействия	
	Переменный ток 50—60 Гц	Постоянный ток
0,6—1,5	Начало ощущения, легкое дрожание пальцев рук	Не ощущается
2—3	Сильное дрожание пальцев рук	Не ощущается
5—7	Начало судорог в руках	Зуд, ощущение нагрева
8—10	Руки трудно, но еще можно оторвать от электродов. Сильные боли	Усиление нагрева
20—25	Паралич рук. Дыхание затруднено	Еще большее усиление нагрева. Незначительное сокращение мышц рук
50—80	Остановка дыхания. Начало фибрилляции сердца	Сильное ощущение нагрева. Сокращение мышц рук. Судороги, затруднение дыхания
90—100	Фибрилляция сердца	Остановка дыхания

ров, в том числе от массы тела человека, и колеблется в пределах 50—400 мА (при 50 Гц). Среднее его значение принято считать равным 100 мА при 50 Гц и 300 мА при постоянном токе.

Предельно допустимые напряжения и токи, проходящие через человека, с учетом времени воздействия

Значения пороговых токов являются исходными данными для разработки критериев электробезопасности, в первую очередь допустимых значений напряжений прикосновения и токов, проходящих через тело человека.

Поскольку человек при меньшей продолжительности воздействия может выдерживать больший ток, то ГОСТ 12.1.038—82 (с изменениями от 01.07.1988 г.) установлены предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов, проходящих через человека, в зависимости от времени воздействия. Значения допустимых напряжений прикосновения и токов частотой 50 Гц при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1 кВ с любым режимом нейтрали и выше 1 кВ с изолированной нейтралью [23.6] приведены в табл. 23.2.

Из табл. 23.2 видно, что чем меньше продолжительность воздействия тока на человека, тем большее значение тока он может выдержать без ущерба для здоровья.

23.2. СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ТОКА, ПРОХОДЯЩЕГО ЧЕРЕЗ ЧЕЛОВЕКА

Все технические меры защиты можно разбить на четыре группы по способам снижения тока, проходящего через человека [23.2].

1. *Увеличение сопротивления цепи человека* достигается изоляцией рук человека от токоведущих частей, а ног — от земли.

В нормальных условиях эксплуатации электрооборудования человек защищен от прохождения опасных токов изоляцией токоведущих частей. Такая изоляция может выполняться основной (рабочей) и дополнительной (рис. 23.1).

Дополнительная изоляция служит для защиты от поражения электрическим током при повреждении основной изоляции и выполняется двойной или усиленной.

Двойная изоляция состоит из основной (рабочей) и дополнительной (защитной) изоляции. Например, электроинструмент, токоведущие части которого размещаются в корпусе из изоляционного материала.

Усиленная изоляция — это рабочая изоляция, равноценная двойной изоляции по механическим и электрическим свойствам; применяется там, где конструкция оборудования не позволяет использовать двойную изоляцию.

В отдельных случаях для исключения возникновения цепи тока через человека могут быть применены *изолирующие помещения, зоны и площадки* с сопротивлением

Таблица 23.2. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов, проходящих через человека

Продолжительность воздействия тока, с	Нормируемая величина		Продолжительность воздействия тока, с	Нормируемая величина	
	Напряжение прикосновения, В	Ток, мА		Напряжение прикосновения, В	Ток, мА
0,01—0,08	550	650	0,6	95	105
0,1	340	400	0,7	85	90
0,2	160	190	0,8	75	75
0,3	135	160	0,9	70	65
0,4	120	140	1,0	60	50
0,5	105	125	Свыше 1,0	20	6

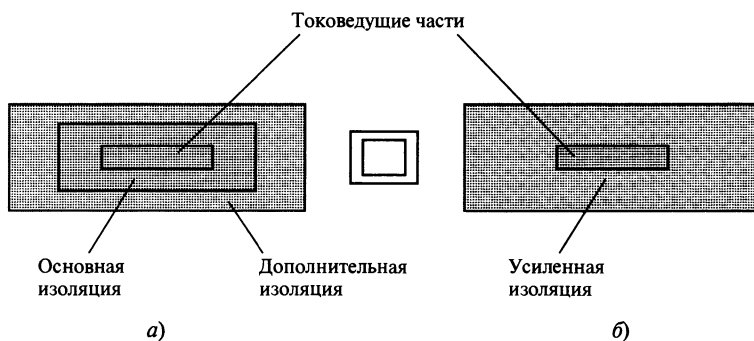


Рис. 23.1. Дополнительная (защитная) изоляция:

а — двойная; б — усиленная

изоляции 50 кОм при напряжении до 500 В и 100 кОм при напряжениях 500—1000 В.

2. *Обеспечение недоступности токоведущих частей* (по существу, недопущение образования цепи тока через человека) осуществляется их ограждением, размещением внутри оболочек (шкафов, щитов и т.п.) из негорючего материала; применением блокировок, отключающих электропитание, например, при открывании помещения испытательной установки; размещением вне зоны досягаемости (на расстоянии не менее 2,5 м); применением барьеров для защиты от случайного прикосновения.

3. *Снижение напряжения прикосновения* и соответственно тока, который может проходить через человека при длительном воздействии, осуществляется следующими способами:

применением сверхнизких (малых) напряжений;

защитным электрическим разделением цепей;

защитным заземлением открытых проводящих частей, доступных прикосновению, которые могут оказаться под напряжением;

защитным уравниванием потенциалов путем электрического соединения открытых проводящих частей электроустановок и сторонних проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

4. *Автоматическое отключение питания* (т.е. ограничение времени воздействия тока на человека) в электроустановках при возникновении опасной для человека ситуации достигается применением защитного зануления или устройств защитного отключения (УЗО).




23.3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПО СПОСОБУ ЗАЩИТЫ ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ

Меры защиты от поражения электрическим током либо закладываются непосредственно в конструкцию электроприемников (рабочая и дополнительная изоляция токоведущих частей, заливка полостей изоляционным материалом, корпуса из диэлектрической и ударостойкой пластмассы и т.п.), либо создаются предпосылки для использования таких средств защиты, как защитное зануление, защитное заземление, УЗО, связанных с системой заземления электроустановки и наличием защитного проводника.

По способу защиты от поражения электрическим током [23.7] переносные электроприемники подразделяются на четыре класса (табл. 23.3).

Как видно из табл. 23.3, электроприемники класса 0 не имеют конструктивных особенностей, кроме основной изоляции,

Таблица 23.3. Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током

Класс оборудования	Способы защиты и конструктивное исполнение	Обозначение
0	Кроме рабочей изоляции дополнительные меры защиты в конструкции не предусмотрены. Для защиты используются: изолирующие помещения, зоны и площадки; защитное электрическое разделение цепей	Обозначение отсутствует
I	1. Автоматическое отключение питания (защитное зануление, УЗО) 2. Защитное заземление (система IT) Провод электропитания имеет заземляющую жилу и вилку с заземляющим контактом для присоединения к защитному проводнику	
II	Кроме рабочей используется дополнительная изоляция — двойная или усиленная	
III	Ограничение напряжения прикосновения допустимыми значениями при длительном воздействии тока. Малое (сверхнизкое) напряжение внутренних цепей и сети электропитания (не выше 50 В переменного и 120 В постоянного тока)	

позволяющих обеспечить дополнительную защиту. Поэтому при работе с электроприемниками класса 0 следует использовать внешние факторы (изолирующую среду) или применять внешние электрозащитные устройства, например разделительные трансформаторы.

Электроприемники класса I подсоединяются к стационарной сети заземления. Это позволяет вызвать срабатывание автоматической защиты и ограничить время прохождения тока через человека. Кроме того, при подсоединении к защитному проводнику достигается снижение напряжения прикосновения.

Наличие дополнительной изоляции у электроприемников класса II позволяет увеличить сопротивление цепи, по которой протекает ток через человека.

Применение малых (сверхнизких) напряжений для электроприемников класса III уменьшает значение тока, проходящего через тело человека, до неопасного уровня.

23.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ ПО УСЛОВИЯМ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ

Применение тех или иных мер защиты определяется характеристикой помещения, где расположены электроустановки. По степени опасности поражения током помещения подразделяются на три категории [23.4]:

1. *С повышенной опасностью* (для помещений характерно наличие одного из следующих условий: сырость, т.е. относительная влажность воздуха длительно превышает 75 %; токопроводящая пыль; токопроводящие полы — металлические, земляные, железобетонные, кирпичные; высокая температура (выше 35 °С); возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам, имеющим соединение с землей, с одной стороны, и металлическим деталям, корпусам электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции, — с другой).

2. *Особо опасные* (характеризуются наличием одного из следующих условий: особая сырость, т.е. относительная влажность воздуха близка к 100 %; химически активная среда или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части; одновременно два или более условий повышенной опасности). Территории размещения наружных электроустановок (на открытом воздухе, под навесом, за сетчатыми ограждениями) приравняются к особо опасным помещениям.

3. *Без повышенной опасности* (в помещении отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность).

В отдельную группу выделяют работы при наличии *особо неблагоприятных условий*, когда опасность поражения электрическим током усугубляется теснотой, неудобным положением работающего, ограниченной возможностью перемещения, соприкосновением с большими металлическими, хорошо заземленными поверхностями (например, работа в металлических емкостях, колодцах, туннелях, котлах и т.п.).

23.5. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОВОДЯЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВИДОВ ПРИКОСНОВЕНИЯ К ЧАСТЯМ, НАХОДЯЩИМСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

При классификации защитных мер в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) используется следующая терминология (рис. 23.2).

Проводящие части, т.е. части, обладающие свойством проводить электрический

ток, подразделяются следующим образом (рис. 23.2):

токоведущая часть — проводящая часть электроустановки, находящаяся в процессе ее работы под рабочим напряжением, в том числе нулевой рабочий проводник;

открытая проводящая часть — доступная прикосновению проводящая часть электроустановки, нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции;

сторонняя проводящая часть — проводящая часть, не являющаяся частью электроустановки.

Прикосновения к проводящим частям, которые могут повлечь прохождение тока через человека или животное, подразделяются на:

прямое прикосновение — электрический контакт людей или животных с токоведущими частями, находящимися под напряжением;

косвенное прикосновение — электрический контакт людей или животных с открытыми проводящими частями, оказавшимися под напряжением при повреждении изоляции.

Под косвенным прикосновением понимается прикосновение человека к открытым проводящим частям оборудования, на которых в нормальном режиме (исправном состоянии) электроустановки отсутствует электрический потенциал, но при каких-либо неисправностях, вызвавших нарушение изоляции или ее пробой на корпус, на этих частях возможно появление опасного для жизни человека потенциала.



Рис. 23.2. Классификация проводящих частей

23.6. ПЕРЕЧЕНЬ МЕР ЗАЩИТЫ ПРИ ПРЯМОМ И КОСВЕННОМ ПРИКОСНОВЕНИИ

В соответствии с ПУЭ вводятся следующие виды защит от поражения электрическим током:

защита от прямого прикосновения — защита, предназначенная для предотвращения прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

защита при косвенном прикосновении — защита от поражения электрическим током при прикосновении к открытым проводящим частям, оказавшимся под напряжением при повреждении изоляции.

Для защиты людей и животных от поражения электрическим током необходимо, чтобы опасные токоведущие части электроустановки не были доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые проводящие части и сторонние проводящие части не находились под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током, как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании друг с другом следующие меры защиты от прямого прикосновения:

основная изоляция токоведущих частей;

ограждения и оболочки;

установка барьеров;

размещение вне зоны досягаемости;

применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках до 1 кВ при наличии требований ПУЭ следует применять устройства защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдель-

ности или в сочетании друг с другом следующие меры защиты при косвенном прикосновении [23.9]:

защитное заземление;

автоматическое отключение питания;

уравнивание потенциалов;

выравнивание потенциалов;

двойная или усиленная изоляция;

применение сверхнизкого (малого) напряжения;

защитное электрическое разделение цепей;

изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам. Они могут быть выполнены при изготовлении электрооборудования или в процессе монтажа электроустановки либо в обоих случаях.

При применении двух и более мер защиты в электроустановке они не должны оказывать влияние друг на друга, снижающее эффективность каждой из них.

При выборе мер защиты необходимо учитывать условия окружающей среды и квалификацию персонала.

Защиту при косвенном прикосновении следует выполнять во всех случаях, если напряжение в электроустановке превышает 50 В переменного тока и 120 В постоянного тока.

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках выполнение защиты при косвенном прикосновении может потребоваться при более низких напряжениях, например 25 В переменного тока и 60 В постоянного тока или 12 В переменного тока и 30 В постоянного тока, при наличии требований соответствующих глав ПУЭ.

Защита от прямого прикосновения не требуется, если электрооборудование находится в зоне системы уравнивания потенциалов, а напряжение не превышает 25 В переменного тока или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опас-

ности и 6 В переменного тока или 15 В постоянного тока во всех случаях.

Выбор тех или иных средств защиты определяется: напряжением, режимом нейтрали, категорией помещения, выполняемой работой и рядом других факторов.

23.7. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ

Согласно ГОСТ Р 50571—94, в основу которого положены стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК 364), вводится буквенное обозначение электрических сетей и систем заземления. В основе обозначений лежат первые буквы слов (во французском варианте МЭК 364): *terre* (*T*) — земля, *isolé* (*I*) — изолированный, *neutre* (*N*) — нейтраль, *combiné* (*C*) — совмещенный, *séparé* (*S*) — разделенный, а также первые буквы термина *protection électrique* (*PE*) — защита от прикосновений (в английском варианте — protective earth — защитное заземление).

Первая буква характеризует режим нейтрали, вторая — заземление открытых проводящих частей (ОПЧ) или корпуса электроустановки (табл. 23.4). Под ОПЧ понимаются нормально не находящиеся под напряжением проводящие части электроустановки, доступные прикосновению, которые могут оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции токоведущих частей.

Из этих двух букв образуются названия систем заземления (табл. 23.4). Для каждой системы заземления могут быть использованы только определенные меры защиты от поражения электрическим током. Соедине-

ние ОПЧ с заземлителем нейтрали (система *TN*) позволяет использовать в качестве защитных мер зануление и устройства защитного отключения. Присоединения ОПЧ к отдельному заземлителю в сети с глухозаземленной нейтралью (система *TT*) позволяет эффективно использовать устройство защитного отключения.

Наличие заземляющего устройства в системе *IT* позволяет применять защитное заземление, устройства защитного отключения, осуществлять контроль изоляции.

Для обозначения сетей с глухозаземленной нейтралью вводятся последующие буквы, обозначающие функции нулевых проводников:

S — используются раздельно нулевой рабочий (*N*) и нулевой защитный (*PE*) проводники;

C — используется общий (совмещенный) нулевой проводник (*PEN*), выполняющий функции защитного (*PE*) и рабочего (*N*);

C—S — совмещенный нулевой проводник (*PEN*) в части сети разветвляется на рабочий (*N*) и защитный (*PE*).

Схемы электрических сетей с глухозаземленной и изолированной нейтралью и их буквенные обозначения приведены на рис. 23.3.

Для электроустановок до 1 кВ приняты следующие обозначения:

система *TN* — система, в которой нейтраль источника электроэнергии глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали (занулены) с помощью нулевых защитных проводников;

система *TN—C* — система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении;

Таблица 23.4. Классификация систем заземления

Первая буква		Вторая буква	
режим нейтрали		открытые проводящие части	
заземленная	изолированная	занулены	заземлены
<i>T</i>	<i>I</i>	<i>N</i>	<i>T</i>

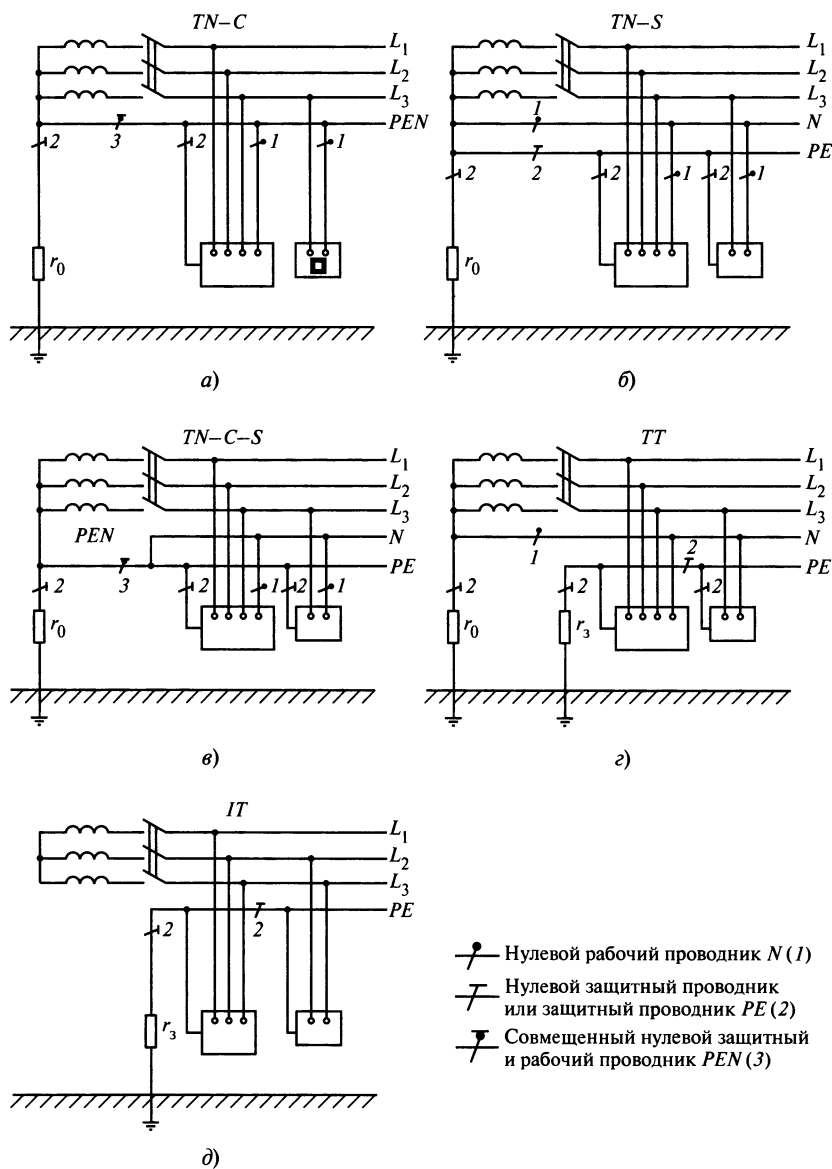


Рис. 23.3. Схемы электрических сетей с трехфазными и однофазными потребителями и различными системами заземления:

а — сеть с глухозаземленной нейтралью и нулевым проводником (PEN), выполняющим функции рабочего и защитного проводников — система TN-C; б — сеть с глухозаземленной нейтралью и нулевым рабочим (N) и защитным (PE) проводниками — система TN-S; в — сеть с глухозаземленной нейтралью и нулевым проводником (PEN), разветвляющимся на нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники — система TN-C-S; г — сеть с глухозаземленной нейтралью и нулевым рабочим проводником (N) и отдельной магистралью заземления (PE) — система TT; д — сеть с изолированной нейтралью и магистралью заземления (PE) — система IT

система $TN-S$ — система TN , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении;

система $TN-C-S$ — система TN , в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части начиная от источника распределения электроэнергии;

система IT — система, в которой нейтраль источника электроэнергии изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые проводящие части электроустановки заземлены;

система TT — система, в которой нейтраль источника электроэнергии глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены с помощью заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника.

Среди трехфазных электрических сетей напряжением до 1 кВ наибольшее распространение в стране получили сети с системой заземления $TN-C$. Такие сети относительно дешевы, поскольку, в отличие от систем $TN-S$ и $TN-C-S$, их выполняют четырехпроводными. В то же время разделение функций нулевого проводника на нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) в системах $TN-S$ и $TN-C-S$ позволяет обеспечить более высокий уровень электробезопасности, а также обеспечить помехоустойчивость электронной техники.

Система TT имеет ограниченное применение, поскольку, как будет показано далее, она не обеспечивает срабатывание автоматической защиты от сверхтока при замыкании на корпус, а снижение напряжения на ОПЧ до допустимого не достигается уменьшением сопротивления заземлителя. Тем не менее систему TT рекомендуется применять для зданий с металлическим каркасом и металлической обшивкой с обязательным использованием устройств защитного отключения.

Система IT применяется для производств, где недопустимы перерывы в

работе при замыкании фазы на землю; во взрывоопасных зонах для исключения искрообразования; в производствах с повышенной опасностью поражения электрическим током (торфяные и горные разработки, шахты и т.п.); для электропитания радиоэлектронной аппаратуры, чувствительной к электромагнитным наводкам. Кроме того, так называемая медицинская система IT используется в электроустановках медицинских помещений [23.17].

23.8. ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ. ЗАЗЕМЛЕНИЕ В СЕТЯХ С ГЛУХОЗАЗЕМЛЕННОЙ И ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЯМИ

Рассмотрим защитные свойства заземления на примере трехфазных сетей с системами заземления TT и IT (рис. 23.4).

При замыкании фазы на заземленный корпус электроустановки напряжение на нем ($U_{\text{корп}}$) окажется равным потенциалу заземлителя φ_3 и в любых случаях будет меньше фазного напряжения U_{ϕ} . Напряжение на заземленном корпусе $U_{\text{корп}}$ определяется током замыкания I_3 , стекающим через заземлитель, и сопротивлением заземлителя r_3 , т.е.

$$U_{\text{корп}} = \varphi_3 = I_3 r_3. \quad (23.1)$$

Величина I_3 будет зависеть от режима нейтрали электрической сети (рис. 23.4, а) с глухозаземленной нейтралью (система TT):

$$I_3 = \frac{U_{\phi}}{r_3 + r_0}, \quad (23.2)$$

с изолированной нейтралью (система IT) (рис. 23.4, б):

$$I_3 = \frac{U_{\phi}}{r_3 + r_0/3}. \quad (23.3)$$

Поскольку сопротивление заземлителя нейтрали r_0 много меньше сопротивления изоляции r , то ток I_3 , а следовательно, и напряжение на корпусе в сети с глухозаземленной нейтралью будут намного больше,

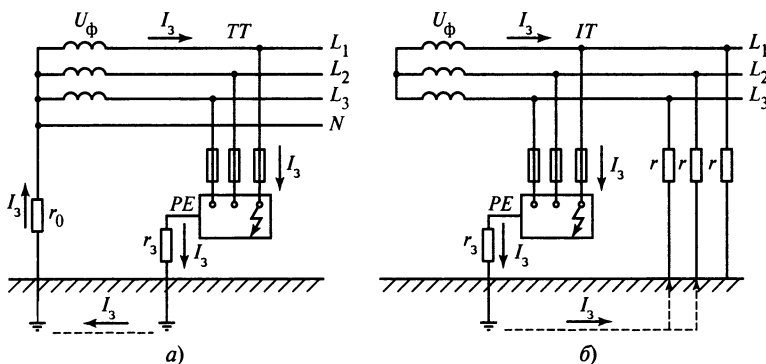


Рис. 23.4. Замыкание фазы на заземленный корпус в сети с глухозаземленной нейтралью (а) и в сети с изолированной нейтралью (б)

чем в сети с изолированной нейтралью. Кроме того, напряжение на корпусе будет зависеть от соотношения между сопротивлениями r_0 и r_3 . Например, при уменьшении r_0 относительно r_3 напряжение на корпусе, согласно формулам (23.1) и (23.2), возрастает. Ввиду указанных недостатков заземление как основная мера защиты в сетях с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ не применяется.

В сети с изолированной нейтралью ток замыкания на землю практически не увеличивается с уменьшением сопротивления заземлителя, поскольку $r \gg r_3$. Поэтому в таких сетях заземление используется как основная мера защиты и называется **защитным заземлением**.

Сопротивление заземляющего устройства, используемого для защитного заземления открытых проводящих частей, в системе IT должно соответствовать условию:

$$r_3 \leq U_{\text{пр}}/I_3, \quad (23.4)$$

где r_3 — сопротивление заземляющего устройства, Ом; $U_{\text{пр}}$ — напряжение прикосновения, значение которого принимается равным 50 В; I_3 — полный ток замыкания на землю, А.

Как правило, не требуется принимать значение сопротивления заземляющего устройства менее 4 Ом. Допускается сопротивление заземляющего устройства до 10 Ом, если соблюдено приведенное

выше условие, а мощность генераторов или трансформаторов не превышает 100 кВ · А, в том числе суммарная мощность генераторов или трансформаторов, работающих параллельно.

23.9. ЗАЩИТНОЕ ЗАНУЛЕНИЕ

Принцип действия

Основной мерой защиты от поражения электрическим током в сетях с глухозаземленной нейтралью и системами заземления TN—C, TN—C—S и TN—S напряжением до 1 кВ является зануление [23.8].

Защитным занулением называется преднамеренное соединение открытых проводящих частей (например, нетоковедущих металлических частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на них фазы) с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора. Это соединение осуществляется с помощью нулевого защитного проводника.

В системе TN—C для этого служит нулевой проводник (PEN), выполняющий функции защитного (PE) и нулевого рабочего (N) проводников; в системе TN—S — нулевой защитный проводник (PE), подключенный непосредственно к нейтрали источника питания; в системе TN—C—S — нулевой проводник, разветвляющийся за распределительным устройством на нуле-

вой защитный (PE) и нулевой рабочий (N) проводники (рис. 23.5).

Не допускается совмещение функций нулевого защитного и нулевого рабочего проводника в цепях однофазного тока.

Принцип действия защитного зануления — превращение замыкания на открытые проводящие части (корпус) в однофазное короткое замыкание (т.е. замыкание между фазным и нулевым защитным проводниками) с целью вызвать большой ток, способный обеспечить срабатывание защиты и тем самым автоматически отключить поврежденную электроустановку от питающей сети. Такой защитой являются:

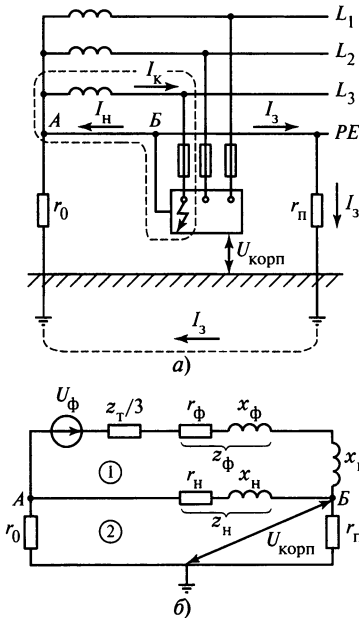


Рис. 23.5. Короткое замыкание фазы 3 на зануленный корпус электроустановки:

a — принципиальная схема электрической сети с занулением; b — эквивалентная схема; z_T — сопротивление обмоток трансформатора; r_ϕ , r_n — активные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников; x_ϕ , x_n — внутренние индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников; x_n — внешнее индуктивное сопротивление петли «фаза-нуль»; r_0 , r_n — активные сопротивления заземления нейтрали и повторного заземления нулевого защитного проводника

плавкие вставки предохранителей или автоматические выключатели.

Кроме того, в аварийный период, т.е. с момента возникновения замыкания на корпус и до автоматического отключения поврежденной электроустановки от сети, напряжение открытых проводящих частей (корпусов) относительно земли снижается. Это происходит за счет перераспределения фазного напряжения между сопротивлениями фазного и нулевого защитного проводников, а при наличии повторного заземления и за счет его защитных свойств.

Таким образом, зануление осуществляет два защитных действия — быстрое автоматическое отключение поврежденной установки от питающей сети и снижение напряжения зануленных открытых проводящих частей, оказавшихся под напряжением, относительно земли.

Для анализа защитных свойств зануления при замыкании фазы на корпус электроустановки будем рассматривать сеть с трехфазными электроустановками без нулевого рабочего проводника, корпуса которых соединены с нулевым защитным проводником (PE), например систему $TN-S$. Полученные результаты анализа будут справедливы и для сетей $TN-C-S$ и $TN-C$.

Принцип действия зануления ясен из рис. 23.5, a . При замыкании фазы на корпус электроустановки ток короткого замыкания I_k проходит по обмотке трансформатора, далее через плавкий предохранитель, место замыкания и попадает в нулевой защитный проводник. Там он разветвляется на ток, протекающий по нулевому проводнику I_n , и ток, протекающий через заземлители I_3 . Эти токи через нулевую точку попадают в обмотку трансформатора, при этом образуются два контура. Первый из них (показан штрихом) включает фазный и нулевой проводники (так называемая «петля фаза-нуль»). Протекание тока короткого замыкания по этому контуру приводит к срабатыванию автоматического выключателя или

перегоранию плавкой вставки предохранителя и отключению поврежденной электроустановки.

Второй контур (рис. 23.5, б) образован заземлителем нейтрали r_0 и повторным заземлителем $r_{\text{п}}$. Благодаря наличию повторного заземлителя снижается напряжение относительно земли нулевого проводника, а следовательно, и подключенных к нему корпусов.

До момента срабатывания автоматической защиты корпуса электроустановок будут находиться под напряжением. Поскольку человек при меньшей продолжительности воздействия может выдержать больший ток, то ГОСТ 12.1.038—82 (с изменениями от 01.07.1988 г.) определены допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через человека, в зависимости от времени действия. Допустимый ток через тело человека ($I_{\text{н доп}}$) снижается с увеличением времени действия на человека, т. е. при снижении быстродействия автоматической защиты (табл. 23.2).

Поскольку время срабатывания аппаратов автоматической защиты уменьшается с увеличением тока короткого замыкания, то для достижения заданного условиями безопасности допустимого времени действия тока на человека ток короткого замыкания должен превышать номинальный ток аппарата защиты. Для плавких вставок предохранителей и тепловых расцепителей автоматических выключателей

$$I_{\text{к}} \geq k_{\text{п.в}} I_{\text{ном}} \quad (23.5)$$

Под номинальным током понимают ток, который может длительно протекать через предохранитель, не вызывая перегорания плавкой вставки.

Если защита осуществляется автоматическим выключателем с электромагнитным расцепителем, то

$$I_{\text{к}} \geq k_{\text{ав}} I_{\text{у}}, \quad (23.6)$$

где $I_{\text{у}}$ — уставка тока срабатывания.

Соотношения между током $I_{\text{к}}$ и токами $I_{\text{ном}}$ и $I_{\text{у}}$ определяются по времятоковым

Таблица 23.5. Наибольшие допустимые времена защитного автоматического отключения для системы TN

Номинальное фазное напряжение $U_{\text{ф}}$, В	Время отключения, с
127	0,8
220	0,4
380	0,2
Более 380	0,1

характеристикам с учетом наибольшего допустимого времени автоматического отключения (табл. 23.5).

Требования к выполнению защитного зануления

Практическое применение зануления базируется на выполнении ряда требований к электрической сети.

При применении системы TN рекомендуется выполнять повторное заземление нулевых защитных проводников на вводе в электроустановки зданий, получающие питание по кабельным линиям, а также в других доступных местах. Для повторного заземления в первую очередь следует использовать естественные заземлители. Если сопротивление растеканию естественных заземлителей не превышает 30 Ом, выполнение искусственного заземлителя для повторного заземления не требуется. Внутри больших и многоэтажных зданий аналогичную функцию выполняет дополнительное уравнивание потенциалов с помощью присоединения нулевого защитного проводника к сторонним проводящим частям. Такие присоединения следует выполнять как можно более равномерно.

При выполнении автоматического отключения питания в электроустановках до 1 кВ все открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания, если применена система TN. При этом характеристики защитных аппаратов и параметры защитных проводников должны быть

согласованы таким образом, чтобы обеспечивалось нормированное время отключения поврежденной цепи защитно-коммутационным аппаратом в соответствии с номинальным фазным напряжением питающей сети. В электроустановках, в которых в качестве защитной меры использовано автоматическое отключение питания, должно быть выполнено уравнивание потенциалов.

Для автоматического отключения питания могут быть применены защитно-коммутационные аппараты, реагирующие на сверхток или на дифференциальный ток.

В системе *TN* время автоматического отключения питания не должно превышать значений, указанных в табл. 23.5.

Значения времени отключения, приведенные в табл. 23.5, считаются достаточными для обеспечения электробезопасности, в том числе в групповых цепях, питающих передвижные и переносные электроприемники и ручной электроинструмент класса I.

Для цепей, питающих распределительные, групповые, этажные и другие подобные им щиты и щитки, время отключения не должно превышать 5 с.

Допускаются значения времени отключения более указанных в табл. 23.5, но не более 5 с в цепях, питающих только стационарные электроприемники от щитков или щитов, от которых могут также питаться групповые цепи, требующие соблюдения значений времени отключения по табл. 23.5, если выполнено одно из следующих условий:

1) Полное сопротивление (Ом) защитного проводника между точкой его присоединения к основной системе уравнивания потенциалов и распределительным щитом не превышает значение, определяемое выражением

$$U_{\text{пр}} Z_{\text{п}} / U_{\text{ф}}, \quad (23.7)$$

где $Z_{\text{п}}$ — полное сопротивление петли «фаза—нуль», Ом; $U_{\text{ф}}$ — номинальное фаз-

ное напряжение цепи, В; $U_{\text{пр}}$ — падение напряжения (В) на участке защитного проводника между точкой его присоединения к главной заземляющей шине и распределительным щитом, значение которого не должно превышать 50 В.

2) На распределительном щите выполнено уравнивание потенциалов, охватывающее те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов.

Сечение нулевых защитных проводников $S_{\text{н.з}}$ по отношению к сечению фазных проводников $S_{\text{ф}}$ должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 23.6 для случая, когда защитные проводники изготовлены из того же материала, что и фазные проводники. Сечения защитных проводников из других материалов должны быть эквивалентны по проводимости сечениям, получаемым по табл. 23.6.

В случаях, когда начиная с какой-либо точки электроустановки нулевой рабочий и нулевой защитный проводники разделены, запрещается объединять эти проводники за этой точкой по ходу распределения энергии. В месте разделения PEN-проводника на нулевой защитный проводник и нулевой рабочий проводник необходимо предусмотреть отдельные зажимы или шины для нулевого рабочего и нулевого защитного проводников, соединенные между собой. PEN-проводник должен быть подключен к зажиму или шине нулевого защитного (РЕ) проводника.

Таблица 23.6. Наименьшие сечения защитных проводников

Сечение фазных проводников $S_{\text{ф}}$, мм ²	Наименьшее сечение нулевых защитных проводников $S_{\text{н.з}}$, мм ²
$S_{\text{ф}} \leq 16$	$S_{\text{н.з}} = S_{\text{ф}}$
$16 < S_{\text{ф}} \leq 35$	$S_{\text{н.з}} = 16$
$S_{\text{ф}} > 35$	$S_{\text{н.з}} = S_{\text{ф}}/2$

23.10. ОСНОВНАЯ И ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМЫ УРАВНИВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ

При рассмотрении электроустановки здания можно выделить ряд отдельных заземлителей как искусственных, так и естественных. Среди искусственных это прежде всего заземлитель нейтрали трансформатора; в виде искусственного может быть выполнен заземлитель молниеприемника; для обеспечения помехоустойчивости электронной аппаратуры также может быть выполнен отдельный заземлитель.

В качестве естественных заземлителей используют железобетонный фундамент здания, обсадные трубы, металлические трубы водоснабжения и др. Наличие отдельных заземлителей, связанных с ОПЧ и СПЧ, но не связанных гальванически между собой, может привести к возникновению опасной разности потенциалов между проводящими частями, находящимися в здании. Соединение заземлителей между собой позволяет не только уравнивать потенциалы проводящих частей, связанных с ними, но и снизить сопротивление повторного заземлителя электроустановки здания.

Для соединения различных заземлителей, а также проводящих частей, расположенных в здании, используют главную

заземляющую шину (ГЗШ), выполненную из меди (допускается выполнение из стали).

В качестве ГЗШ следует использовать шину *РЕ*, расположенную во вводном распределительном устройстве. При установке отдельно от распределительного устройства ГЗШ должна иметь сечение не менее сечения *РЕ*- или *PEN*-проводника питающей линии и располагаться в запирающемся шкафу.

Основная система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ должна соединять между собой следующие проводящие части (рис. 23.6):

1) нулевой защитный *РЕ*- или *PEN*-проводник питающей линии в системе *TN* (подсоединение 1, рис. 23.6);

2) заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству электроустановки, в системах *IT* и *TT*;

3) заземляющий проводник 2, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если есть заземлитель);

4) металлические трубы коммуникаций, входящих в здание: холодного 3 и горячего 4 водоснабжения, канализации 5, отопления 6, 7, газоснабжения 8 и т.п. Если трубопровод газоснабжения имеет изолирующую вставку на вводе в здание,

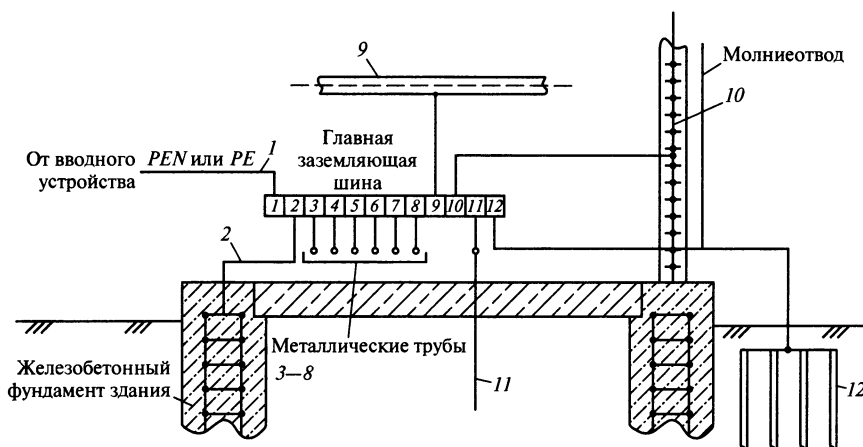


Рис. 23.6. Подсоединение проводящих частей к главной заземляющей шине

к основной системе уравнивания потенциалов присоединяется только та часть трубопровода, которая находится относительно изолирующей вставки со стороны здания;

5) металлические части каркаса здания 10;

6) металлические части централизованных систем вентиляции 9 и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине *PE* щитов питания вентиляторов и кондиционеров;

7) заземляющее устройство 12 системы молниезащиты 2-й и 3-й категорий;

8) заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если такое имеется и отсутствуют ограничения на присоединение сети рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления;

9) металлические оболочки телекоммуникационных кабелей 11.

Проводящие части, входящие в здание извне, должны быть соединены как можно ближе к точке их ввода в здание.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине с помощью проводников системы уравнивания потенциалов.

Согласно ПУЭ, система дополнительного уравнивания потенциалов должна соединять между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе *TN* и защитные заземляющие проводники в системах *IT* и *TT*, включая защитные проводники штепсельных розеток.

Для уравнивания потенциалов могут быть использованы специально предусмотренные проводники либо открытые и сторонние проводящие части, если они удов-

летворяют требованиям п. 1.7.122 ПУЭ к защитным проводникам в отношении проводимости и непрерывности электрической цепи.

К проводникам системы уравнивания потенциалов предъявляются следующие требования.

Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее половины наибольшего сечения защитного проводника электроустановки, если сечение проводника уравнивания потенциалов при этом не превышает 25 мм^2 по меди или равноценное ему из других материалов. Применение проводников большего сечения, как правило, не требуется. Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов в любом случае должно быть не менее: 6 мм^2 для медных, 16 мм^2 для алюминиевых, 50 мм^2 для стальных.

Сечение проводников дополнительной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее:

сечения меньшего из защитных проводников, подключенных к открытым проводящим частям, при соединении двух открытых проводящих частей;

половины сечения защитного проводника, подключенного к открытой проводящей части, при соединении открытой проводящей части и сторонней проводящей части.

23.11. УСТРОЙСТВО ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ, РЕАГИРУЮЩЕЕ НА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ ТОК

Принцип действия УЗО

Защитное отключение — это мера защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении, при снижении сопротивления изоляции электроустановок ниже установленного предела, а также в случае прикосновения человека к токоведущим частям электроустановок. Отключение электроустановки должно

осуществляться в пределах времени, соответствующего допустимым токам и напряжениям прикосновения. Устройства защитного отключения (УЗО), реализующие вышеперечисленные функции, могут применяться в сетях как с изолированной, так и с глухозаземленной нейтралью.

Наибольшее распространение получили УЗО на дифференциальном токе, основанные на использовании в качестве датчика информации о возникновении опасных ситуаций дифференциального трансформатора тока (ДТТ). В ДТТ первичной обмоткой являются проводники питающей линии, проходящие непосредственно через окно тороидального магнитопровода.

Неравенство токов в проводниках, питающих нагрузку, вызывает небаланс магнитных потоков и, как следствие, возникновение во вторичной обмотке трансформированного дифференциального тока.

Если этот ток превышает значение уставки порогового элемента пускового органа, последний срабатывает и воздействует на исполнительный механизм.

Исполнительный механизм, обычно состоящий из пружинного привода, спускового механизма и группы силовых контактов, размыкает электрическую цепь. В результате защищаемая УЗО электроустановка обесточивается.

Для осуществления периодического контроля исправности (работоспособности) УЗО предусмотрена цепь тестирования.

При нажатии кнопки «Тест» искусственно создается отключающий дифференциальный ток. Срабатывание УЗО означает, что оно в целом исправно.

Необходимым условием обеспечения безопасности в сетях с разделенными нулевыми рабочими и защитными проводниками (системы $TN-C-S$ и $TN-S$) является устранение гальванических контактов нулевого рабочего проводника с заземленными корпусами электроустановок и нулевым защитным проводником.

В трехфазных сетях используются четырехполюсные УЗО. В них магнитопровод охватывает три фазных и нулевой рабочий проводники. Принцип действия аналогичен рассмотренному выше. Устройство защитного отключения срабатывает при наличии токов утечки, т.е. токов, не протекающих через нагрузку. На рис. 23.7 показаны электрические схемы УЗО с условными обозначениями основных функциональных блоков УЗО. Важнейшим функциональным блоком УЗО является дифференциальный трансформатор тока.

Блок сравнения (пусковой орган), который реагирует на превышение дифференциальным током допустимого значения (уставки), выполняется, как правило, на

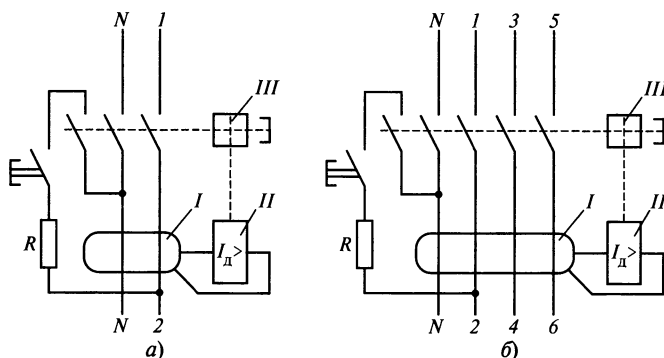


Рис. 23.7. Электрические схемы устройств защитного отключения:

а — двухполюсное УЗО; б — четырехполюсное УЗО; I — дифференциальный трансформатор тока; II — блок сравнения; III — блок отключения; 1—6 — фазные проводники; N — нулевой проводник; I_{Δ} — обозначение блока сравнения дифференциального тока с уставкой

чувствительных магнитоэлектрических реле или электронных компонентах.

Блок отключения (исполнительный механизм) включает в себя силовую контактную группу с механизмом привода.

Нормируемые параметры УЗО

В настоящее время параметры УЗО нормируются рядом стандартов [23.10—23.15].

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ — действующее значение напряжения, при котором обеспечивается работоспособность УЗО:

$$U_{\text{ном}} = 120, 230 \text{ и } 400 \text{ В.}$$

Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ — значение тока, которое УЗО может пропускать в продолжительном режиме работы.

Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ УЗО выбирается из ряда: 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 63, 80, 100, 125 А. Для УЗО со встроенной защитой от сверхтока дополнительно введен значения 6 и 8 А.

Поскольку УЗО должно быть защищено последовательным защитным устройством (ПЗУ), т.е. предохранителем или автоматическим выключателем, номинальный ток УЗО должен быть скоординирован с номинальным током ПЗУ. Для УЗО со встроенной защитой от сверхтоков ПЗУ не требуется.

Номинальный ток УЗО рекомендуется выбирать равным или на ступень большим номинального тока последовательного защитного устройства.

Номинальная частота $f_{\text{ном}}$ — промышленная частота (50 и 60 Гц), на которую рассчитано УЗО и которой соответствуют значения других характеристик.

Существуют специальные УЗО, рассчитанные на большую частоту. Такие УЗО используются для защиты от косвенного прикосновения в сетях с номинальной частотой от 50 до 400 Гц. С ростом частоты номинальный дифференциальный ток УЗО начинает увеличиваться и на частоте 400 Гц может в 4—5 раз превышать номинальное значение (указанное для 50 Гц).

Номинальный ток выключателей данной серии остается неизменным во всем диапазоне от 50 до 400 Гц. Типичной областью применения этих выключателей являются линии с высокоскоростными приводами и высокочастотные линии для систем телекоммуникации.

Номинальный отключающий дифференциальный ток $I_{\text{д. ном}}$ — значение дифференциального тока, которое вызывает отключение УЗО при заданных условиях эксплуатации.

Номинальный отключающий дифференциальный ток (уставка) УЗО выбирается из следующего ряда: 6, 10, 30, 100, 300, 500 мА.

У ряда производителей имеются УЗО с током $I_{\text{д. ном}} = 1 ; 1,5 \text{ А}$ и более.

Согласно требованиям ПУЭ (7-е изд., п. 7.1.83) номинальный дифференциальный отключающий ток УЗО (уставка) должен не менее чем в 3 раза превышать суммарный ток утечки защищаемой цепи электроустановки $I_{\text{ут}}$:

$$I_{\text{д. ном}} \geq 3I_{\text{ут}}.$$

При отсутствии фактических (замеренных) значений тока утечки в электроустановке ПУЭ (см. п. 7.1.83) предписывают принимать ток утечки электроприемников из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки цепи из расчета 10 мкА на 1 м длины фазного проводника.

Нормативными документами значения отключающего дифференциального тока задаются равными:

10 мА для одиночных потребителей с номинальным током не более 16 А;

30 мА для линий штепсельных розеток, устанавливаемых в помещениях, и наружных розеток, переносных электроприемников, розеток строительных площадок, в зданиях из металла и т.д.;

100 мА для нескольких групп электроприемников, для стационарных электроприемников (электроплиты, водонагреватели и т.п.);

300, 500 мА для защиты от пожара.

Номинальный неотключающий дифференциальный ток $I_{\text{д. неоткл. ном}}$ — значение дифференциального тока, которое не

вызывает отключение УЗО при заданных условиях эксплуатации:

$$I_{\text{д.неоткл.ном}} = 0,5I_{\text{д.ном}}.$$

Предельное значение неотключающего сверхтока $I_{\text{ст.пред. неоткл. ном}}$ — минимальное значение неотключающего сверхтока при симметричной нагрузке двух- и четырехполюсных УЗО или несимметричной нагрузке четырехполюсных УЗО

$$I_{\text{ст. пред. неоткл. ном}} = 6I_{\text{ном}}.$$

Сверхток — любой ток, который превышает номинальный ток нагрузки.

Номинальная включающая и отключающая способность (коммутационная способность) $I_{\text{пред.в.-о.ном}}$ — действующее значение ожидаемого тока, который УЗО способно включить, пропускать и отключить при заданных условиях эксплуатации без нарушения его работоспособности.

Минимальное значение $I_{\text{пред.в.-о.ном}} = 10I_{\text{ном}}$ или 500 А (выбирается большее значение).

Номинальная включающая и отключающая способность по дифференциальному току $I_{\text{д.пред.в.-о.ном}}$ — действующее значение ожидаемого дифференциального тока, которое УЗО способно включить, пропускать и отключить при заданных условиях эксплуатации без нарушения его работоспособности.

Минимальное значение $I_{\text{д. пред. в.-о. ном}} = 10I_{\text{ном}}$ или 500 А (выбирается большее значение).

Номинальный условный ток короткого замыкания $I_{\text{к.усл.ном}}$ — действующее значение ожидаемого тока, которое способно выдержать УЗО, защищаемое устройством защиты от коротких замыканий, при заданных условиях эксплуатации, без необратимых изменений, нарушающих его работоспособность:

$$I_{\text{к.усл.ном}} = 3000; 4500; 6000; 10\,000 \text{ А.}$$

Номинальный условный ток короткого замыкания $I_{\text{к.усл.ном}}$ — характеристика, определяющая надежность и прочность устройства, качество исполнения его механизма и электрических соединений.

Номинальный условный дифференциальный ток короткого замыкания $I_{\text{к.д.усл.ном}}$ — действующее значение ожидаемого дифференциального тока, которое способно выдержать УЗО, защищаемое устройством защиты от коротких замыканий при заданных условиях эксплуатации без необратимых изменений, нарушающих его работоспособность:

$$I_{\text{к.д.усл.ном}} = 3000; 4500; 6000; 10000 \text{ А.}$$

Номинальное время отключения $T_{\text{ном}}$ — промежуток времени между моментом внезапного возникновения отключающего дифференциального тока и моментом гашения дуги на всех полюсах.

Стандартные значения максимально допустимого времени отключения УЗО типа АС при любом номинальном токе нагрузки и заданных нормами значениях дифференциального тока не должны превышать значений, приведенных в табл. 23.7.

Максимальное время отключения, установленное в табл. 23.7, распространяется также на УЗО типа А. При этом испытания УЗО типа А проводят при значениях токов $I_{\text{д.ном}}$, $2I_{\text{д.ном}}$, $5I_{\text{д.ном}}$ и 500 А с коэффициентом 1,4 (при $I_{\text{д.ном}} > 0,01 \text{ А}$) и с коэффициентом 2 (при $I_{\text{д.ном}} < 0,01 \text{ А}$).

Стандартные значения допустимого времени отключения и неотключения для УЗО типа S при любом номинальном токе нагрузки свыше 25 А и значениях номинального дифференциального тока свыше 0,03 А не должны превышать приведенных в табл. 23.8.

Таблица 23.7. Максимально допустимое время отключения УЗО

Дифференциальный ток	$I_{\text{д ном}}$	$2I_{\text{д ном}}$	$5I_{\text{д ном}}$	500 А
Время отключения $T_{\text{ном}}$, с	0,3	0,15	0,04	0,04

Таблица 23.8. Допустимое время отключения и неотключения для УЗО типа S

Дифференциальный ток	$I_{\Delta \text{ ном}}$	$2I_{\Delta \text{ ном}}$	$5I_{\Delta \text{ ном}}$	500 А
Максимальное время отключения, с	0,5	0,2	0,15	0,15
Минимальное время неотключения, с	0,13	0,06	0,05	0,04

Поскольку в действующих в настоящее время ГОСТ используются обозначения, принятые в директивах МЭК, то ниже приводятся соотношения между обозначениями, принятыми в данном справочнике, и обозначениями по ГОСТ [23.10—23.12].

Параметр	Обозначение по справочнику	Обозначение по ГОСТ и директивам МЭК
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	U_n
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	I_n
Номинальная частота	$f_{\text{ном}}$	f_n
Дифференциальный ток	I_{Δ}	I_{Δ}
Номинальный отключающий дифференциальный ток	$I_{\Delta \text{ ном}}$	$I_{\Delta n}$
Предельное значение неотключающего сверхтока	$I_{\text{ст пред.неоткл ном}}$	I_{nm}
Номинальная включающая и отключающая способность	$I_{\text{пред в -о ном}}$	I_m
Номинальный условный ток короткого замыкания	$I_{\text{к усл ном}}$	I_{nc}
Номинальный условный дифференциальный ток короткого замыкания	$I_{\text{к.д усл ном}}$	$I_{\Delta c}$
Номинальное время отключения	$T_{\text{ном}}$	T_n

Классификация УЗО

Существуют различные виды УЗО по техническому исполнению. Ниже приведена примерная классификация УЗО.

1. По назначению:

УЗО без встроенной защиты от сверхтоков (выключатели дифференциального тока, см. рис. 23.7, а, б);

УЗО со встроенной защитой от сверхтоков (дифференциальные автоматические выключатели, рис. 23.8, а); имеют тепловой и электромагнитный расцепители и защищают от токов перегрузки и короткого замыкания.

2. По способу управления:

УЗО, функционально не зависящие от напряжения;

УЗО, функционально зависящие от напряжения (рис. 23.8, б).

Устройства защитного отключения, функционально зависящие от напряжения, в свою очередь, подразделяются:

на устройства, автоматически размыкающие силовые контакты при исчезновении напряжения с выдержкой времени или без нее. При восстановлении напряжения одни модели этих устройств автоматически повторно замыкают контакты своей главной цепи, другие остаются в отключенном состоянии;

на устройства, не размыкающие силовые контакты при исчезновении напряжения. Имеются также два варианта исполнения устройств этой группы. В одном варианте при исчезновении напряжения устройство не размыкает свои контакты, но сохраняет способность разомкнуть силовую цепь при возникновении дифференциального тока. Во втором варианте, при отсутствии напряжения, устройства неспособны произвести отключение при возникновении дифференциального тока.

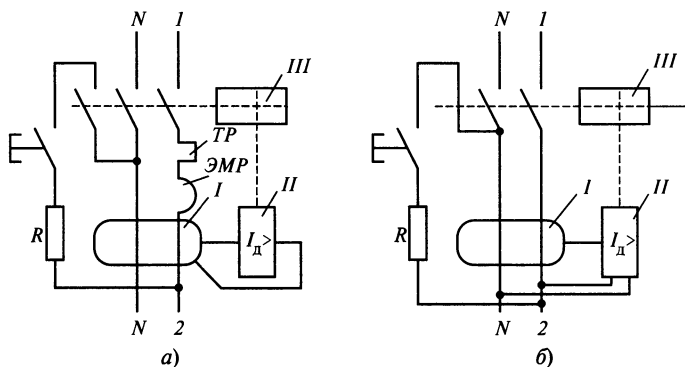


Рис. 23.8. Электрические схемы УЗО:

а — с защитой от сверхтоков (*TP* — тепловой расцепитель, *ЭМП* — электромагнитный расцепитель); *б* — с электронным блоком сравнения (*II*), получающим питание от сети; *I* — дифференциальный трансформатор тока; *II* — блок сравнения; *III* — блок отключения

УЗО, функционально не зависящие от напряжения питания (электрохимические). Источником энергии, необходимой для функционирования — выполнения защитных функций, включая операцию отключения, является для устройства сам сигнал — дифференциальный ток, на который оно реагирует;

УЗО, функционально зависящие от напряжения питания (электронные). Их механизм для выполнения операции отключения нуждается в энергии, получаемой либо от контролируемой сети, либо от внешнего источника.

Причиной меньшего распространения электронных УЗО является их неработоспособность при обрыве питающего их нулевого проводника. В этом случае корпус электроприемника, подключенного к сети через УЗО, не размыкающего свои контакты при исчезновении напряжения, окажется под напряжением. Кроме того, несмотря на меньшую стоимость, их применение ограничено из-за меньшей надежности электронных компонентов.

3. По способу установки:

УЗО, применяемые для стационарной установки;

УЗО переносного типа, в том числе присоединяемые с помощью шнура. Это, например, УЗО-вилка типа А, включаемая в

розетку с заземляющим контактом, имеющая кнопку «Тест» с номинальными токами: рабочим — 16 А, дифференциальным — 30 мА.

4. По числу полюсов и токовых путей наиболее распространены:

двухполюсные УЗО с двумя защищенными полюсами;

четырёхполюсные УЗО с четырьмя защищенными полюсами.

Ряд производителей выпускают также трехполюсные УЗО с защитой от сверхтоков.

5. По условиям регулирования отключающего дифференциального тока:

УЗО с одним значением номинального отключающего дифференциального тока;

УЗО с несколькими фиксированными значениями отключающего дифференциального тока.

6. По условиям функционирования при наличии составляющей постоянного тока:

УЗО типа АС, реагирующие на синусоидальный переменный дифференциальный ток, медленно нарастающий либо возникающий скачком;

УЗО типа А, реагирующие как на синусоидальный переменный дифференциальный ток, так и на пульсирующий постоянный дифференциальный ток, медленно нарастающие либо возникающие скачком;

УЗО типа В, реагирующие как на синусоидальный переменный дифференциальный ток, так и на пульсирующий постоянный дифференциальный ток, медленно нарастающие либо возникающие скачком, а также реагирующие на постоянный ток.

7. По наличию задержки по времени:

УЗО без выдержки времени — тип общего применения;

УЗО с выдержкой времени — тип S (селективный).

В разветвленных системах электроснабжения применяют УЗО с различными значениями номинальных дифференциальных токов и времени отключения. В начале сети устанавливают селективное УЗО (тип S) с дифференциальным током 300 или 500 мА. Выпускаются также селективные УЗО на токи 1000 и 1500 мА. Для исключения ложных срабатываний при кратковременных повышениях тока утечки, а также для обеспечения более раннего срабатывания УЗО на последующих уровнях электроснабжения селективные УЗО имеют время отключения 130—500 мс. Устройства защитного отключения с дифференциальным током 30 мА выполняют функцию защиты от поражения электрическим током, а селективные УЗО с током 300 мА обеспечивают противопожарную защиту. В случае повреждения изоляции и протекания дифференциального тока 300 мА и более вначале сработает УЗО нижнего уровня защиты с током 30 мА. Селективное УЗО, имеющее большее время отключения, в этом случае не сработает и электропитание неповрежденных электроприемников сохранится.

8. По способу защиты от внешних воздействий:

УЗО защищенного исполнения, не требующие для своей эксплуатации защитной оболочки;

УЗО незащищенного исполнения, для эксплуатации которых необходима защитная оболочка.

9. По способу монтажа:

УЗО поверхностного монтажа;

УЗО утопленного монтажа;

УЗО панельно-щитового монтажа.

10. По характеристике мгновенного расцепления (для УЗО со встроенной защитой от сверхтоков):

типа В;

типа С;

типа D.

23.12. ЗАЩИТНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ ЦЕПЕЙ

Принцип действия и используемое оборудование

При защитном электрическом разделении цепей необходимо гальванически отделить одну цепь от другой, т.е. не должно быть проводников, связывающих две цепи. При этом должна быть обеспечена передача энергии от одной цепи к другой. Такая бесконтактная передача энергии может быть обеспечена следующими способами:

с помощью трансформатора через электромагнитное поле;

с помощью электромеханических систем через механическое соединение, например электродвигателя и генератора;

с помощью опто-, фотоэлектронных приборов и др.

В электроустановках наибольшее применение нашел первый способ — с использованием разделительных трансформаторов с коэффициентом трансформации, равным единице.

При электрическом разделении цепей за вторичной обмоткой разделительного трансформатора образуется цепь, изолированная от земли. Если такая цепь короткая, то емкостная составляющая полного сопротивления изоляции стремится к нулю и ток через тело человека будет ограничен высоким сопротивлением изоляции. Это обеспечит защиту человека как при прямых прикосновениях к токоведущим частям, так и при косвенных прикосновениях к проводящим частям электроприемников при повреждении изоляции.

На рис. 23.9 показано разделение цепей с помощью разделительного трансформатора.

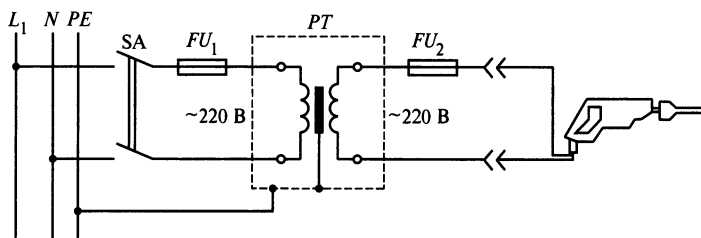


Рис. 23.9. Схема включения электроинструмента через разделительный трансформатор класса I:

L_1 и N — фазный и нулевой провода; FU_1 , FU_2 — предохранители с плавкими вставками; PT — разделительный трансформатор; SA — выключатель; PE — нулевой защитный проводник

тора класса I, а на рис. 23.10 — с помощью разделительного трансформатора класса II.

Защитное электрическое разделение цепей применяют в электроустановках с напряжением до 500 В в тех случаях, когда требуется обеспечить:

безопасность как при прямых, так и при косвенных прикосновениях (электропитание переносных и передвижных электроприемников в помещениях с повышенной и особой опасностью, на строительных площадках, при ремонтных работах и др.);

непрерывность работы электроприемников при коротких замыканиях на проводящие части, например при электропитании медицинской аппаратуры искусственного дыхания, внешней электростимуляции сердца;

низкие значения токов утечки при электропитании электронной аппаратуры.

Для уменьшения тока утечки на корпус подключенной к изолированной сети аппаратуры должен быть максимально уменьшен ток утечки изолирующего трансформатора. Эта возможность может быть реализована, если разделительный трансформатор питает ограниченное количество электроприемников и его номинальная мощность (не более нескольких киловольт-ампер), а следовательно, и габариты невелики. Значительно снижает ток утечки симметрирование вторичной обмотки трансформатора относительно земли.

С отсутствием больших токов в изолированной системе питания при замыкании отдельной цепи на корпус в одном из

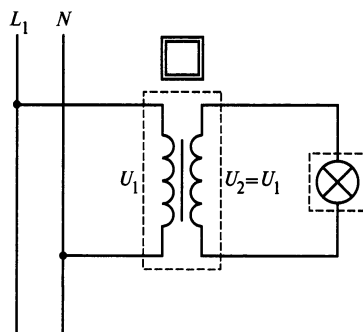


Рис. 23.10. Защитное электрическое разделение цепей с помощью разделительного трансформатора класса II

аппаратов связано и другое ее преимущество. В отличие от сети с глухозаземленной нейтралью, такое замыкание не вызывает отключения аварийного участка, а следовательно, не приводит к перерыву в работе аппаратуры, в особенности медицинской.

Если возникшее аварийное состояние будет продолжаться достаточно долго, возможно возникновение замыкания на корпус в другом электроприемнике. При этом в отдельной цепи возникает двойное замыкание, в результате чего получается недопустимо большое напряжение между корпусами.

Поэтому в тех случаях, когда к разделительному трансформатору подключено несколько электроприемников, их корпуса соединяются между собой проводником, что обеспечивает срабатывание автоматической защиты (рис. 23.11, б).

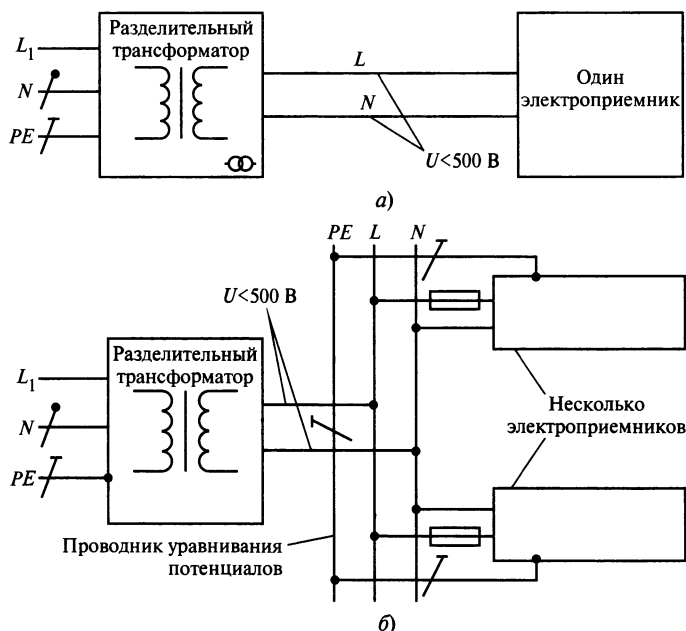


Рис. 23.11. Электрическое разделение цепей с одним (а) и несколькими (б) электроприемниками

Разделительные трансформаторы [23.16] часто используются для питания однофазных приемников от сети с глухозаземленной нейтралью, в особенности в тех случаях, когда они расположены в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных помещениях, например электророзетка для маломощных бытовых приборов (электробритв, фенов) в ванной комнате, электрифицированный инструмент и т.п.

Требования к отделенной цепи

Согласно ПУЭ (п. 1.7.85) защитное электрическое разделение цепей следует применять, как правило, для одной цепи.

Наибольшее рабочее напряжение отделяемой цепи не должно превышать 500 В.

Питание отделяемой цепи должно быть выполнено от разделительного трансформатора, соответствующего ГОСТ 30030—93 «Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы», или от другого источника, обеспечивающего равноценную степень безопасности.

Токоведущие части цепи, питающейся от разделительного трансформатора, не должны иметь соединений с заземленными частями и защитными проводниками других цепей.

Проводники цепей, питающихся от разделительного трансформатора, рекомендуется прокладывать отдельно от других цепей. Если это невозможно, то для таких цепей необходимо использовать кабели без металлической оболочки, брони, экрана или изолированные провода, проложенные в изоляционных трубах, коробах и каналах при условии, что номинальное напряжение этих кабелей и проводов соответствует наибольшему напряжению совместно проложенных цепей, а каждая цепь защищена от сверхтоков.

Если от разделительного трансформатора питается только один электроприемник, то его открытые проводящие части не должны быть присоединены ни к защитному проводнику, ни к открытым проводящим частям других цепей.

Таблица 23.9. Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы ИТ

Номинальное линейное напряжение U_n , В	Время отключения, с
220	0,8
380	0,4
660	0,2
Более 660	0,1

Допускается питание нескольких электроприемников от одного разделительного трансформатора при одновременном выполнении следующих условий:

1) открытые проводящие части отделяемой цепи не должны иметь электрической связи с металлическим корпусом источника питания;

2) открытые проводящие части отделяемой цепи должны быть соединены между собой изолированными незаземленными проводниками местной системы уравнивания потенциалов, не имеющей соединений с защитными проводниками и открытыми проводящими частями других цепей;

3) все штепсельные розетки должны иметь защитный контакт, присоединенный к местной незаземленной системе уравнивания потенциалов;

4) все гибкие кабели, за исключением питающих оборудование класса II, должны иметь защитный проводник, применяемый в качестве проводника уравнивания потенциалов;

5) время отключения устройством защиты при двухфазном замыкании на открытые проводящие части не должно превышать время, указанное в п. 1.7.81 ПУЭ (табл. 23.9).

23.13. СВЕРХНИЗКОЕ (МАЛОЕ) НАПРЯЖЕНИЕ

Сверхнизким (малым) называют напряжение не более 50 В переменного и 120 В постоянного тока, применяемое в целях уменьшения опасности поражения электрическим током.

Если номинальное напряжение электроустановки не превышает длительно допустимого напряжения прикосновения, то даже одновременный контакт человека с токоведущими частями разных фаз или полюсов будет безопасен.

В производственных переносных электроприемниках в целях повышения безопасности применяются малые напряжения 12, 36 и 42 В. В помещениях с повышенной опасностью для переносных электроприемников рекомендуется номинальное напряжение 36 В.

Источниками малого напряжения могут быть батарея гальванических элементов, аккумулятор, выпрямительная установка, преобразователь частоты и безопасный разделительный трансформатор. Аккумуляторы и гальванические элементы не зависят от стационарных сетей, но неудобны в эксплуатации.

Выпрямительная установка, применяемая как источник малого напряжения, должна соединяться с питающей сетью через понижающий трансформатор. Включение выпрямителей через автотрансформатор не допускается, так как токоведущие части сети малого постоянного напряжения в этом случае электрически связаны с сетью высшего напряжения.

Преобразователи частоты позволяют при той же мощности уменьшить габариты и массу электродвигателей, питающихся током повышенной частоты — 200, 400 Гц и более. При снижении массы ручного электроинструмента улучшаются условия труда, так как уменьшается физическая нагрузка рабочего. Повышение электробезопасности при этом достигается в большей степени за счет малого напряжения, хотя при частотах 400 Гц и выше опасность снижается. В разветвленных сетях опасность повышается также вследствие увеличения емкостного сопротивления фаз относительно земли.

Наиболее часто как источники малого напряжения применяются безопасные разделительные трансформаторы. В ряде случаев в целях уменьшения опасности при переходе высшего напряжения на сторону

вторичного малого напряжения вторичная обмотка и корпус трансформатора заземляются или зануляются. Для этого в однофазных трансформаторах заземляют один из выводов: в трехфазных, соединенных в звезду, — нулевую точку, а при соединении в треугольник — одну из фаз. Корпус понижающего трансформатора соединяют с защитным нулевым проводником сети с глухозаземленной нейтралью или подключают к магистрали заземления специальным проводником в сети с изолированной нейтралью.

Следует отметить, что в этом случае ток через человека не будет ограничен сопротивлением изоляции, а будет зависеть только от сопротивления тела человека и применяемых изолирующих электрозащитных средств. Поэтому в таких цепях следует применять защитное отключение электропитания.

Широкому применению малых напряжений мешает трудность создания протяженной сети. Поэтому источник малого напряжения должен быть максимально приближен к потребителю. Вследствие того что потребители рассредоточены на значительных территориях, надо устанавливать источники питания (трансформаторы) на небольшую группу потребителей или даже на каждый потребитель, что экономически невыгодно. Поэтому область применения малых напряжений 12, 36 и 42 В ограничивается ручным электрифицированным инструментом, ручными переносными лампами и лампами местного освещения в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных.

Согласно ПУЭ (см. пп. 1.7.73—1.7.75), сверхнизкое (малое) напряжение (СНН) в электроустановках напряжением до 1 кВ может быть применено для защиты от поражения электрическим током при прямом и (или) косвенном прикосновении в сочетании с защитным электрическим разделением цепей или в сочетании с автоматическим отключением питания.

В качестве источника питания цепей СНН в обоих случаях следует применять безопасный разделительный трансформа-

тор в соответствии с ГОСТ 30030—93 «Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы» или другой источник СНН, обеспечивающий равноценную степень безопасности.

Токоведущие части цепей СНН должны быть электрически отделены от других цепей так, чтобы обеспечивалось электрическое разделение, равноценное разделению между первичной и вторичной обмотками разделительного трансформатора.

Проводники цепей СНН, как правило, должны быть проложены отдельно от проводников более высоких напряжений и защитных проводников, либо отделены от них заземленным металлическим экраном (оболочкой), либо заключены в неметаллическую оболочку дополнительно к основной изоляции.

Вилки и розетки штепсельных соединителей в цепях СНН не должны допускать подключение к розеткам и вилкам других напряжений.

Штепсельные розетки должны быть без защитного контакта.

При значениях СНН выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока должна быть также выполнена защита от прямого прикосновения с помощью ограждений, или оболочек, или изоляции, соответствующей испытательному напряжению 500 В переменного тока в течение 1 мин.

При применении СНН в сочетании с электрическим разделением цепей открытые проводящие части не должны быть преднамеренно присоединены к заземлителю, защитным проводникам или открытым проводящим частям других цепей и к сторонним проводящим частям, кроме случая, когда соединение сторонних проводящих частей с электрооборудованием необходимо, а напряжение на этих частях не может превысить значение СНН.

Сверхнизкое напряжение в сочетании с электрическим разделением цепей следует применять, когда с помощью СНН необходимо обеспечить защиту от поражения электрическим током при повреждении изоляции не только в цепи СНН, но и в дру-

гих цепях, например в цепи, питающей источник.

При применении СНН в сочетании с автоматическим отключением питания один из выводов источника СНН и его корпус должны быть присоединены к защитному проводнику цепи, питающей источник.

В случаях, когда в электроустановке применено электрооборудование с наибольшим рабочим (функциональным) напряжением, не превышающим 50 В переменного или 120 В постоянного тока, такое напряжение может быть использовано в качестве меры защиты от прямого и косвенного прикосновения, если при этом соблюдены все предыдущие требования ПУЭ.

23.14. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ И БЕЗОПАСНЫМ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ

Разделительный трансформатор — это трансформатор, первичная обмотка которого электрически не связана с вторичными обмотками в целях исключения опасности, обусловленной возможностью случайного одновременного прикосновения к земле и токоведущим частям или нетокведущим частям, которые могут оказаться под напряжением в случае повреждения изоляции.

Разделительные трансформаторы, применяющиеся в тех случаях, когда правила безопасности требуют *электрического разделения цепей* для питания оборудования или определенных частей цепи (переносного инструмента, бытовых электроприемников и др.).

Безопасные разделительные трансформаторы применяются для питания цепей оборудования (переносных ламп, переносного инструмента, электрических звонков, игрушек и т.д.) с *безопасным сверхнизким напряжением*.

Технические требования ГОСТ 30030—93 распространяются на стационарные и переносные однофазные или многофазные

сухие (в том числе воздушные) разделительные и безопасные разделительные трансформаторы, вмонтированные или автономные, с номинальным первичным напряжением, не превышающим 1 кВ переменного тока и $1000\sqrt{2}$ В пульсирующего постоянного тока, номинальной частотой не выше 500 Гц и номинальной выходной мощностью, не превышающей:

для разделительных трансформаторов:

25 кВ · А для однофазных трансформаторов,

40 кВ · А для многофазных трансформаторов;

для безопасных разделительных трансформаторов:

10 кВ · А для однофазных трансформаторов,

16 кВ · А для многофазных трансформаторов.

Разделительные трансформаторы подразделяются на щитовые и присоединенные.

Щитовые трансформаторы предназначены для скрытого монтажа и установки в коробе.

Присоединенные трансформаторы подразделяются на трансформаторы, *встроенные* в данное изделие, и трансформаторы *специального назначения*, которые поставляются с электрическими бытовыми приборами или оборудованием специального назначения либо входят в состав его комплекта.

Номинальная площадь поперечного сечения соединительных проводов должна быть не меньше приведенной в табл. 23.10.

Соединительные шнуры или гибкие кабели трансформаторов класса I должны иметь жилу с желто-зеленым покрытием, которая подсоединяется к заземляющему зажиму трансформатора и к заземляющему контакту штепсельной вилки, если таковая имеется.

По степени защиты от поражения электрическим током трансформаторы классифицируют на классы I, II и III.

По отношению к действию тока короткого замыкания трансформаторы классифицируются следующим образом:

Таблица 23.10. Номинальная площадь поперечного сечения питающих кабелей или соединительных шнуров

Первичный ток при номинальной выходной мощности, А	Номинальная площадь поперечного сечения, мм ²	Первичный ток при номинальной выходной мощности, А	Номинальная площадь поперечного сечения, мм ²
До 6 включительно	0,75	25—32	4
6—10	1	32—40	6
10—16	1,5	40—63	10
16—25	2,5		

Трансформатор, стойкий к короткому замыканию, — трансформатор, в котором превышение температуры не выходит из заданных пределов при перегрузке или коротком замыкании и который остается работоспособным после снятия перегрузки.

Трансформатор, условно стойкий к короткому замыканию, — трансформатор, стойкость к короткому замыканию которого обеспечивается встроенным защитным устройством, размыкающим первичную или вторичную цепь или уменьшающим в них ток при перегрузке или коротком замыкании.

Примерами защитных устройств являются плавкие предохранители, размыкающие устройства от перегрузок, тепловые предохранители, термоограничители, термовыключатели и терморезисторы и автоматические отключающиеся механические устройства.

Трансформатор, безусловно стойкий к короткому замыканию, — трансформатор, стойкий к короткому замыканию, в котором при перегрузке или коротком замыкании температура не превышает заданных пределов без защитного устройства и который продолжает функционировать после снятия перегрузки или короткого замыкания.

Безопасный трансформатор — трансформатор, который в результате ненормальной эксплуатации не функционирует, но не представляет никакой опасности для пользователя и окружения.

Трансформатор, не стойкий к короткому замыканию, — трансформатор, который необходимо защищать от превышения температуры с помощью защитного устройства, находящегося вне трансформатора.

В зависимости от возможности перемещения трансформаторы классифицируют на: стационарные; переносные; ручные.

Разделительные трансформаторы могут выполняться со вторичной обмоткой, имеющей несколько ответвлений, или с несколькими вторичными обмотками. В этом случае указывают:

номинальное вторичное напряжение для каждого ответвления или обмотки;

номинальную мощность каждого ответвления или обмотки, если они неодинаковы в этих обмотках или ответвлениях.

Доступные металлические части трансформаторов класса I, которые могут оказаться под напряжением в случае повреждения изоляции, должны быть постоянно и надежно подсоединены к зажиму защитного заземления, расположенному внутри трансформатора.

Трансформаторы класса II не должны содержать никаких устройств для заземления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К РАЗДЕЛУ 23

23.1. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. М.: Энергоатомиздат, 1984.

23.2. Монахов А.Ф. Защитные меры электробезопасности в электроустановках. М.: ЗАО «Энергосервис», 2006.

23.3. Монаков В.К. Теория и практика: Устройства защитного отключения. М.: ЗАО «Энергосервис», 2007.

23.4. **Правила** устройства электроустановок. — 7-е изд. Разделы 1; 6; 7. М.: ЗАО «Энергосервис», 2006.

23.5. **Правила** технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: ЗАО «Энергосервис», 2003.

23.6. **ГОСТ 12.1.038—82 ССБТ**. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. М.: Изд-во стандартов, 2001.

23.7. **ГОСТ Р МЭК 60536-2—2001**. Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током. М.: Изд-во стандартов, 2001.

23.8. **ГОСТ 12.1.030—81 (2001) ССБТ**. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. М.: Изд-во стандартов, 2001.

23.9. **ГОСТ Р 50571.3—94 (ГОСТ 30331.3—95)**. Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. М.: Изд-во стандартов, 2000.

23.10. **ГОСТ Р 50807—95 (МЭК 755—83)**. Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. М.: Изд-во стандартов, 1996.

23.11. **ГОСТ Р 51326.1—99 (МЭК 61008-1—96)**. Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. Ч. 1. Общие требования и методы испытаний. М.: Изд-во стандартов, 2000.

23.12. **ГОСТ Р 51327.1—99 (МЭК 61009-1—96)**. Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Ч. 1. Общие требования и методы испытаний. М.: Изд-во стандартов, 2000.

23.13. **ГОСТ Р 50 669—94**. Электроснабжение и электробезопасность мобильных (инвентарных) зданий из металла или с металлическим каркасом для уличной торговли и бытового обслуживания населения. Технические требования. М.: Изд-во стандартов, 2000.

23.14. **ГОСТ Р 51326.2.2—99 (МЭК 61008-2-2—90)**. Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. М.: Изд-во стандартов, 2000.

23.15. **ГОСТ Р 51327.2.1—99 (МЭК 61009-2-1—91)**. Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. М.: Изд-во стандартов, 2000.

23.16. **ГОСТ 30030—93 (МЭК 742—83)**. Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы. М.: Изд-во стандартов, 1994.

23.17. **ГОСТ Р 50571.28—07 (МЭК 60363-7—97)**. Электроустановки медицинских помещений. М.: Изд-во стандартов, 2008.

Раздел 24

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ

24.1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ АППАРАТОВ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Электрические аппараты высокого напряжения (АВН) используются в электроэнергетических системах для осуществления всех необходимых изменений схем электроснабжения потребителей как в нормальных эксплуатационных условиях, так и в аварийных условиях, для обеспечения непрерывного контроля за состоянием систем высокого напряжения, ограничения возникающих перенапряжений и токов короткого замыкания (КЗ) в процессе эксплуатации.

По функциональному признаку аппараты высокого напряжения подразделяются на следующие виды:

коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, короткозамыкатели, отделители);

измерительные аппараты (трансформаторы тока и напряжения);

ограничивающие аппараты (предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);

компенсирующие аппараты (управляемые и неуправляемые шунтирующие реакторы);

комплектные распределительные устройства (КРУ).

Коммутационные аппараты используются для формирования необходимых схем передачи энергии от ее источника (электростанции) к потребителю.

Рассмотрим лишь наиболее важные аппараты.

Коммутационные аппараты (выключатели) предназначены для осуществления оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах, для выполнения операций включения и отключения отдельных цепей при ручном или автоматическом управлении. Во включенном состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включенное состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Коммутация цепи, осуществляемая при переключении выключателя из одного положения в другое, производится нерегулярно, время от времени, а выполнение им специфических требований по отключению возникающего в цепи короткого замыкания чрезвычайно редко. Выключатели должны надежно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии. Отсюда следует, что они должны иметь очень высокий коэффициент готовности: при малой продолжительности процессов коммутации (несколько минут в год) должна быть обеспечена постоянная готовность к осуществлению коммутаций.

Основные параметры выключателей высокого напряжения

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$; номинальный уровень изоляции; номинальная частота $f_{\text{ном}}$; номинальный ток $I_{\text{ном}}$; номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}}$; номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные характеристики при неударных КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надежности и др.

До настоящего времени все еще широкое применение находят масляные выключатели — баковые и маломасляные и воздушные выключатели. Они исторически были первыми коммутационными аппаратами. Ввиду значительного срока службы до настоящего времени маломасляными выключателями укомплектованы до 70—80 % сетей до 35 кВ, до 60—70 % подстанций. Воздушные выключатели обладают до настоящего времени наибольшей отключающей способностью. Несмотря на это, ввиду значительных эксплуатационных расходов по их обслуживанию они являются неперспективными. На смену им приходят современные выключатели — элегазовые и вакуумные. Если элегазовые выключатели находят наибольшее применение на напряжениях свыше 110 кВ, то

вакуумные выключатели практически используются до напряжения 35 кВ.

24.2. ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Элегаз — шестифтористая сера SF_6 , или электроотрицательный газ, получивший свое название из-за способности его молекул захватывать свободные электроны и превращаться в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Этот процесс имеет наибольшую вероятность при подходе тока к нулю и приводит к рекомбинации положительно и отрицательно заряженных ионов, что обеспечивает эффективное гашение дуги.

Элегаз при нормальной температуре и давлении — без цвета и запаха, плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука при 30 °С — 138 м/с (330 м/с — в воздухе) и электрическая прочность около 59 кВ/см (20 кВ/см — в воздухе). Это позволяет уменьшить расстояние между электродами по сравнению с воздушными выключателями. К недостаткам элегаза следует отнести его относительно низкую температуру сжижения — 64 °С при 0,1 МПа и повышающуюся с ростом давления температуру точки росы. Поэтому выключатели наружной установки должны иметь дополнительные устройства подогрева элегаза. Давление заполнения герметизированного внутреннего объема выключателя не превышает 0,5—0,7 МПа, поэтому высоких требований по герметизации к конструкции не предъявляется.

По способу гашения дуги в элегазе различают следующие типы дугогасительных устройств (ДУ):

автокомпрессионное дутье — создается дополнительный перепад давления под поршнем 0,2 МПа, обеспечивающий истечение элегаза в дугогасительном сопле с критической скоростью, охлаждающего столб дуги;

Таблица 24.1. Элегазовые выключатели

Параметр	145 PM40	ВГБ-110	ВГУ-110	ВГТ-110 II 40/2500У1	ЛТВ145 D1/В	ВГБЭ-35	ВГБ-110А(Б, В)- 40/2000У	HPL145A1	ВГБУ-110
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110	110	110	35	110	145	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126	126	126	126	40,5	126	—	126
Номинальный ток, А	3000	2000	2000; 3150	2500	До 2000; 2500; 3150	630	2000	3150; 4000	2000
Номинальный ток отключения, кА	40	40	40	40	40	12,5	40	50; 63	40
Апериодическая составляющая в токе отключения, %, не более	47	—	—	40	52	32	—	—	—
Ток динамической стойкости, кА	100	102	102	102	102	35	—	158	128
Ток термической стойкости (3 с), кА	40	40	40	40	40	12,5	—	40	40
Собственное время отключения, с	0,030	0,035	0,025	0,035	0,025	0,04	—	0,02	0,035
Полное время отключения, с, не более	0,050	0,05	0,055	0,055	0,04	0,07	0,05	0,04	0,06
Время включения, с, не более	0,065	0,08	0,12	0,1	0,04	0,1	0,1	0,08	0,08
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,3	—	—	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Емкостной ток ненагруженной линии, А	31,5	—	—	31,5	50	60	—	—	—
Диапазон рабочих температур, С	От -55 до +40	От -55 до +40	—	—	От -40 до +40	От -45 до +45	От -45 до +45	От -40 до +45	—

Номинальное давление газа при заполнении (при 20 °С), МПа (абс.)	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,45	0,48	0,7	0,5
Мощность нагревательных устройств выключателя, кВт	4,8	1,5	—	—	—	4,0	0,8	—	—	—
Масса выключателя полная, кг	3630	5200	—	5600	1360	800	3000	—	—	4700
Масса элегаза, кг	29	—	—	6,3	5	4	—	—	—	—
Допустимый уровень утечки элегаза в год, %, не более	1	<1	—	1	1	<1	<1	<1	<1	<1
Коммутационный ресурс выключателя без осмотра и ремонта, операций :										
при токах КЗ в диапазоне от 60 до 100 % номинального тока отключения	20	20	20	20	20	33	—	—	—	20/10
при токах КЗ в диапазоне от 30 до 60 % номинального тока отключения	40	—	34	34	50	83	—	—	—	—
при номинальном токе	2000	2500	3000	3000	5000	2000	—	—	—	—
Механический ресурс выключателя, циклов включения-отключение (ВО)	5000	5000	5000	5000	10 000	5000	—	—	—	5000
Срок службы, лет	—	30	25	40	—	—	—	—	—	30

с электромагнитным дутьем, приводящим к вращению дуги в неподвижном элегазе;

комбинированный — автокомпрессионный с газовым дутьем из-под поршня и с магнитным дутьем с использованием автогенерации при вращении дуги в замкнутом объеме.

В разных типах ДУ предъявляются разные требования к мощности приводных устройств при сопоставимой мощности коммутируемой цепи: максимальные — при автокомпрессионном и минимальные — соответственно при комбинированном. Разложение элегаза под воздействием высокой температуры дуги приводит к образованию низших фторидов серы SF_2 , SF_4 . При наличии паров воды они легко гидролизуются с образованием фтористоводородной кислоты и диоксида серы. Для их поглощения в элегазовые выключатели включаются фильтры-сорберы из активированного алюминия Al_2O_3 , кроме того, в его присутствии после гашения дуги происходит восстановление продуктов распада элегаза до исходного состояния. Поэтому элегазовые выключатели работают практически без

обслуживания в течение всего срока службы с запаянным или герметизированным корпусом при уходе элегаза не более 1 % в год.

Выключатели на напряжение 110 кВ используются в качестве выходных после повышающих трансформаторов на повышающих подстанциях либо входных перед понижающими трансформаторами на понижающих подстанциях (табл. 24.1, 24.1а).

В свою очередь выключатели на напряжения 6, 10, 20 кВ используются в составе комплектных распределительных устройств на распределительных подстанциях. Раньше в составе КРУ широко использовались маломасляные выключатели выкатного исполнения. Сейчас большинство производителей КРУ используют элегазовые и вакуумные выключатели при комплектации ячеек взамен маломасляных. Поэтому производители элегазовых и вакуумных выключателей комплектуют их соответствующими разъемами, обеспечивающими замену маломасляных выключателей без каких-либо конструктивных переделок (табл. 24.2).

Таблица 24.1а. Производители элегазовых выключателей

Тип выключателя	Производитель
145 PM40	АББ Электроинжиниринг (г. Чебоксары)
ВГБ-110	ОАО «Электроаппарат» (г. С.-Петербург)
ВГУ-110	ОАО «Уралэлектротяжмаш» (г. Екатеринбург)
ВГТ-110 II 40/2500У1	ОАО «Уралэлектротяжмаш» (г. Екатеринбург)
LTB145 D1/B	АББ Электроинжиниринг (г. Чебоксары)
ВГБЭ-35	ОАО «Уралэлектротяжмаш» (г. Екатеринбург)
ВГБ-110А(Б, В)-40/2000У	ВНИИ экспериментальной физики (г. Саров)
HP145A1	АББ Электроинжиниринг (г. Чебоксары)
ВГБУ-110	ОАО «Электроаппарат» (г. С.-Петербург)

Таблица 24.2. Элегазовые выключатели до 20кВ

Параметр	Тип выключателя									
	LF1			LF2			LF3			
	6,3	10	10	6,3	10	10	6,3	10	10	
Номинальное напряжение частотой 50 Гц, кВ	630; 1250	630; 1250	630; 1250	630; 1250; 2000	630; 1250; 2000	630; 1250; 2000	2500; 3150	2500; 3150	2500; 3150	2500; 3150
Номинальный ток, А	25	31,5	25	40	31,5	40	25	31,5	40	25
Номинальный ток отключения, кА	64	81	64	102	81	102	64	81	102	64
Ток динамической стойкости, кА	25	31,5	25	40	31,5	40	25	31,5	40	25
Ток термической стойкости (3 с), кА	25	31,5	25	40	31,5	40	25	31,5	40	25
Ток отключения, А, конденсаторной батареи для номинального тока 630 А	440									
Минимальная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении (АПВ), с	0,3									
Собственное время отключения, с	0,48									
Полное время отключения, с	0,7									
Время включения, с	0,65									
Апериодическая составляющая в токе отключения, %	—									
Масса элегаза, кг	—									
Давление газа при 20 °С, МПа	0,15									
Коммутационный ресурс выключателя: при номинальном токе отключения при номинальном токе	40 10 000									
Механический ресурс выключателя, циклов ВО	10 000									
Срок службы, лет	30									
Предприятие-изготовитель	Schneider Electric									

Окончание табл. 24.2

Параметр	Тип выключателя						
	HG2	HG3	VF 07.12/16/20/50	VF 12.08/12/16	VF 12.08/12/20	VF 12.08/12/16/20/25/31	VF 12/12/16/20/40
Номинальное напряжение частотой 50 Гц, кВ	15	20	6	10	10	10	10
Номинальный ток, А	6300	8000	1250; 1600; 2000	800; 1250	800; 1250	800; 1250; 1600; 2000; 2500	1250; 1600; 2000
Номинальный ток отключения, кА	50	63	50	16	20	31,5	40
Ток динамической стойкости, кА	138	190	128	40	50	80	110 (128)
Ток термической стойкости (3 с), кА	50	63	50	16	20	31,5	43,5
Ток отключения, А, конденсаторной батареи для номинального тока 630 А	—						
Минимальная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении (АПВ), с	—						
Собственное время отключения, с	0,032	0,025	—	—	—	—	—
Полное время отключения, с	0,055	0,048	0,06				
Время включения, с	0,055	0,048	0,06				
Апериодическая составляющая в токе отключения, %	30	30	—	—	—	—	—
Масса элегаза, кг	—	—	0,79				
Давление газа при 20 °С, МПа	0,62						
Коммутационный ресурс выключателя:							
при номинальном токе отключения	5	5	18	30	30	25	20
при номинальном токе	1500	1250	5000				
Механический ресурс выключателя, циклов ВО	10 000						
Срок службы, лет	15	15	25				
Предприятие-изготовитель	АББ УЭТМ		АББ «Мосэлектротит»				

Примечание. ВО— включение-отключение.

24.3. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

В последние годы отмечается интенсивное использование вакуумных коммутаторов в области напряжений 6—35 кВ для создания вакуумных контакторов, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей для КРУ. Это объясняется рядом их бесспорных достоинств: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры (от +200 до -70 °С), надежность, минимальные эксплуатационные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов отключения и токов нагрузки, произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

Физические основы существования дуги в вакууме

Условия существования и гашения дуги в вакууме имеют свои особенности. Дуга в вакууме существует из-за ионизации паров контактного материала вначале за счет материала контактного мостика, а затем в результате испарения материала электродов под воздействием энергии дуги. Поэтому, если поступление паров контактного материала будет недостаточно, ваку-

умная дуга должна погаснуть. При подходе тока к нулю тепловая энергия, выделяющаяся в дуге, уменьшается, количество паров металла соответственно снижается и дуга должна погаснуть на первом переходе тока через нуль. Время горения дуги в вакуумной дугогасительной камере (ВДК) не превосходит 10 мс. Кроме того, для вакуумной дуги характерна очень высокая скорость деионизации столба дуги (диффузная деионизация носителей тока электронов и ионов), обеспечивающая быстрое восстановление электрической прочности после погасания дуги.

Вакуумные выключатели используются при напряжении 6—35 кВ. Уровень их продаж достигает 85 %, элегазовых выключателей — 10—13 % и незначительное количество маломасляных выключателей (табл. 24.3, 24.4). Важным достоинством, кроме отличных технических характеристик, являются минимальные эксплуатационные затраты. Основная область использования вакуумных выключателей — комплектные распределительные устройства, где они активно вытесняют ранее широко применявшиеся маломасляные выключатели. Вакуумные выключатели на 110 кВ получают путем включения трех камер по 35 кВ последовательно, что усложняет конструкцию и потому не находит широкого применения.

Таблица 24.3. Вакуумные выключатели на напряжение 10 кВ с электромагнитным приводом

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Собственное время, мс		Номинальное напряжение электромагнитов управления, В	Коммутационная стойкость, циклов ВО			Механическая стойкость, циклов ВО	Содержание аэрированной составляющей, %	Предприятие-изготовитель
				включения	отключения		при номинальном токе	при номинальном токе	при номинальном токе отключения			
ВВП-С-10-31,5/1600	10	1600	31,5	30	20	—	30 000	50	30 000	30 000	—	АО «Институт электротехнической промышленности»
ВВПЧ-10	10	630; 1000	20	100	20	-220	30 000	50	30 000	30 000	—	ОАО «Свободненский электроаппаратный завод»
ВМЭ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	60	60	-220; -110	—	—	—	—	—	ОАО «Нижегородский электроаппаратный завод»
ЗАН5	10	800; 1250	20	75	80	-220; -110	—	—	—	—	—	ОАО «Нижегородский электроаппаратный завод»
ВВЧЭ-10-20/630-1600	10	630—1600	20	200	30	-220; -110	50 000 (630 и 1000 А); 40 000 (1250 и 1600 А)	50	50 000	50 000	40	ОАО ЭНЭКО
ВВЧЭ-10-31,5/630-3150	10	630—3150	31,5	200	30	-220; -110	50 000 (630 и 1000 А); 40 000 (1250 и 1600 А); 15 000 (2500 А); 10 000 (3150 А)	50	50 000	50 000	40	ОАО ЭНЭКО
ВВЧЭ-10-40/630-3150	10	630—3150	40	200	30	-220; -110	50 000 (630 и 1000 А); 40 000 (1250 и 1600 А); 15 000 (2500 А); 10 000 (3150 А)	50	50 000	50 000	40	ОАО ЭНЭКО

ВВЭ-10	10	630; 1000; 1600	20	150	65	-110; -220	20 000	50	20 000	30	ОАО «Уралэлектротяжмаш»
ВБЭМ10	10	800; 1000	12,5; 16	150	30	-110; -220	25 000	50	25 000	—	ГНПП «Контакт»
ВБЭС-10-31,5/1600	10	1600	31,5	200	30	-220; -110	25 000	50	25 000	—	ГНПП «Контакт»
ВБЭК-10-40/3150	10	3150	40	220	50	-110; -220	4000	25	10 000	—	ГНПП «Контакт»
ВБКЭ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	100	50	-110; -220	25 000	50	25 000	—	НПП ЭЛВЕСТ
ВВЭ-М-10	10	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	20; 31,5	100	40	-110; -220	50 000 (20 кА); 30 000 (31,5 кА)	50	50 000	50	ОАО ЭЛКО
ВВЭ-М-10-40	10	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	40	100	30	-110; -220	10 000	25	10 000	50	ОАО ЭЛКО
ВВЭ-СМ-10-40	10	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	40	100	30	-110; -220	10 000	—	10 000	50	ОАО ЭЛКО
ВВТЭ-М-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	100	40	-220; -110; ~ 220	—	—	50 000	50	ОАО ЭЛКО
ВЫП-10-12,5	10	630	12,5	60	35	-220; -110; ~ 220; ~ 127	—	—	25 000	—	ОАО ЭЛКО
ВЫПС-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	60	55	-220; -110; ~ 220; ~ 127	30 000	50	30 000	—	ОАО ЭЛКО
ВЫПВ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	60	55	-220; -110; ~ 220; ~ 127	25 000	50	25 000	—	ОАО ЭЛКО

Продолжение табл. 24.3

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Собственное время, мс		Номинальное напряжение электромагнитов управления, В	Коммутационная стойкость, циклов ВО			Механическая стойкость, циклов ВО	Содержание аперодической составляющей, %	Предприятие-изготовитель
				включения	отключения		при номинальном токе	при номинальном токе	при номинальном токе отключения			
ВБЭ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	100	50	—	20 000	50	20 000	20 000	—	НПП ЭЛВЕСТ
ВБЧ-СЭ-10-20	10	630; 1000; 1600	20	100	40	~ 220	30 000	50	30 000	30 000	50	ОАО ЭЛКО
ВБЧ-СП-10-20	10	630; 1000; 1600	20	100	20	~ 220	30 000	50	30 000	30 000	50	ОАО ЭЛКО
ВБКЭ-10-20/630	10	630; 1000; 1600	20	60	60	-220; -110; ~ 220	—	—	—	—	—	ОАО «Нижегородский электроаппаратный завод»
ВБКЭ-10-31,5/630	10	630; 1000; 1600	31,5	60	60	-220; -110; ~ 220	—	—	—	—	—	ОАО «Нижегородский электроаппаратный завод»
ВВ/АЭ-10	10	1000	20	70	30	-220; -110	50 000	30	50 000	50 000	30	ООО «Вакуумные аппараты», г. Санкт-Петербург
ВВЭО-10-20	10	630; 1000; 1600	20	70	30	~ 220	25 000	50	50 000	50 000	—	ВНИЦ ВЭИ
ВБЛ-10-20	10	630; 1000	20	200	30	-220; -110; ~ 220	—	—	—	—	30	НПП ЭЛБВА
ВБСК-10-20	10	630; 1000	20	200	30	-220; -110; ~ 220	—	—	—	—	50	ОАО ЭЛКО
ВР1-10-20 У2	10	630; 1000; 1600	20	90	28—42	-220; ~ 220	50 000; 30 000 (1,6 кА)	100; 40 (1,6 кА)	100 000	100 000	40	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»

ВР1-10-20 Т3	11	630; 1000; 1600	20	90	28— 42	—220; ~ 220	50 000; 30 000 (1,6 кА)	100; 40 (1,6 кА)	100 000	40	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР2-10-31,5 У2	10	630; 1000; 1600	31,5	90	35— 50	—220; —110; ~ 220; ~ 127	30 000	50; 40 (1,6 кА)	100 000	35	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР2-10-31,5 Т3	11	630; 1000; 1600	31,5	90	35— 50	—220; —110; ~ 220; ~ 127	30 000	50; 40 (1,6 кА)	100 000	35	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР2-10-31,5/2000 У2	10	2000	31,5	90	35— 50	—220; —110; ~ 220; ~ 127	30 000	40	100 000	35	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР3-10-40 У2	10	2000; 3150	40	120	35— 50	—220; ~ 220	30 000	50	30 000	40	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР3-10-40/2500 Т3	11	2500	40	120	35— 50	—220; ~ 220	30 000	50	30 000	40	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР6-6-40 У2	6	1600; 2000	40	120	65	—220	30 000	40	30 000	35	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР6-6-40 Т3	6,6	1600; 2000	40	120	65	—220	30 000	40	30 000	35	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР6В-6-40/3150 У2	6	1600; 2000; 3150	40	120	65	—220	30 000	40	30 000	40	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР6В-6-40 Т3	6,6	1600; 2000; 2500	40	120	35— 50	—220	30 000	40	30 000	40	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВР6К-6-40 У2	6	1600; 2000	40	120	35— 50	—220	30 000	40	30 000	35	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»

Окончание табл. 24.3

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Собственное время, мс		Номинальное напряжение электромагнитов управления, В	Коммутационная стойкость, циклов ВО			Механическая стойкость, циклов ВО	Содержание аперидиической составляющей, %	Предприятие-изготовитель
				включения	отключения		при токе	при номинальном токе	при номинальном токе отключения			
ВР6К-6-40 ТЗ	6,6	1600; 2000	40	120	35—50	—220	30 000	40	30 000	30 000	35	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВЭ-10-20	10	1000; 1600	20	100	25	—220; —110	30 000	—	—	60 000	—	ОАО «Верхнеструинский машиностроительный завод»
ВБУЭ2-10-20	10	630; 1000; 1600	20	50	55	—220; —110; ~ 220; ~ 127	25 000	50	25 000	25 000	—	ОАО «Кушвинский электромеханический завод»
ВБУП2-10-20	10	630; 1000; 1600	20	50	55	—220; —110; ~ 220; ~ 127; ~ 110	25 000	50	25 000	25 000	—	ОАО «Кушвинский электромеханический завод»
ВВ/TEL-10	10	630; 1000; 1600	32; 52	70	30	—24—220; ~ 110—220	50 000; 30 000 (1,6 кА)	100; 50 (1,6 кА)	50 000; 30 000 (1,6 кА)	50 000; 30 000 (1,6 кА)	40	Компания «Гаррида Электрик»
ВБТЭ-10-20	10	630; 1000; 1600	20	100	20	—220; ~ 220	50 000 (до 1 кА); 30 000 (до 1,6 кА)	50	50 000	50 000	50	ОАО Уфимский завод «Электроаппарат»
ВБТЭ-10-31,5	10	630; 1000; 1600; 2000	31,5	100	20	—220; ~ 220	50 000 (до 1 кА); 40 000 (до 1,6 кА); 30 000 (до 2 кА)	50	50 000	50 000	50	ОАО Уфимский завод «Электроаппарат»

ЭВОЛИС 7P1	6	630; 1250; 2500	25	65	60	—	1000	100	10 000	—	Фирма «Merlin Gerin»
ЭВОЛИС 7P2	6	630; 1250; 2500	31,2	65	60	—	1000	50	10 000	—	Фирма «Merlin Gerin»
ЭВОЛИС 7P3	6	630; 1250; 2500	40	65	60	—	1000	30	10 000	—	Фирма «Merlin Gerin»
ЭВОЛИС 12P1	10	630; 1250; 2500	25	65	60	—	1000	100	10 000	—	Фирма «Merlin Gerin»
ЭВОЛИС 12P2	10	630; 1250; 2500	31,2	65	60	—	1000	50	10 000	—	Фирма «Merlin Gerin»
ЭВОЛИС 12P3	10	630; 1250; 2500	40	65	60	—	1000	30	10 000	—	Фирма «Merlin Gerin»

Примечание. Все вакуумные выключатели предназначены для встраивания в качестве коммутационного аппарата в КРУ различных типов. Они обладают высокой механической и электрической износостойкостью, высоким быстродействием при использовании пружинно-моторных приводов и относительно замедленным включением при электромагнитном приводе. Тип привода иногда находят отражение в обозначении выключателя, например ВЭ-10 или ВБП-10. Если первый выключатель с электромагнитным приводом, то второй соответственно с пружинным.

Следующие серии выключателей предназначены для использования в трехфазных сетях переменного тока с изолированной нейтралью: ВБЭС-10-31,5; ВВТЭ-М-10; ВБПЧ-10-20/630; ВБПЧ-10-20/1000; ВБМЭ-10; ВБЧЭ-10; ВБЭМ-10-12,5/800; ВБЭМ-10-16/1000; ВБЭК-10-40/3150; ВВЭ-М-10; ВВТЭ-М-10; ВБП-10; ВБЧ-С-10-20; ВВЭО-10-20/630 ÷ ВВЭО-10-20/1600; ВБСК-10-20; ВР; ВБУП(Э)2-10; ВВ/ТЕЛ.

Для выключателей серий ВБП-С-10-31,5/1600; ЗАН5; ВВПЭ-10; ВБЛ-10-20; ВЭ-10; ВБТЭ нет уточнений по режиму нейтрали в трехфазной сети переменного тока.

Выключатели серии ВБКЭ-10 с пружинным приводом встраиваются в КРУ типов К-59; К-104; КМ1; КМ1-1Ф; К-ХII; К-ХIII; К-37.

Таблица 24.4. Вакуумные выключатели на напряжение выше 10 кВ с электромагнитным приводом

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Собственное время, мс		Номинальное напряжение электромагнитов управления, В	Коммутационная стойкость, циклов ВО			Механическая стойкость, циклов ВО	Сохранение аперодической составляющей, %	Предприятие-изготовитель
				включения	отключения		при номинальном токе	при номинальном токе	отключающая			
ВВ/ЭЛКО/ТЭ-20-25/1000 УХЛ2	20	1000; 1600	25	200	50	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ТЭ-20-25/1600 УХЛ2	20	1600	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ТЭ-20-25/1250 Т2	20	1250	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000 УХЛ2	35	1000	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1600 УХЛ2	35	1600	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1250 Т2	35	1250	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ДЭ-35-25/1000 УХЛ2	35	1000	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ДЭ-35-25/1600 УХЛ2	35	1600	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ОЭ-35-25/1000 УХЛ2	35	1000	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ОЭ-35-25/1600 УХЛ2	35	1600	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ОЭ-35-25/1250 Т2	35	1250	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ОЭ-35-25/1600 УХЛ2	35	1600	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВВ/ЭЛКО/ОЭ-35-25/1250 Т2	35	1250	25	200	30	-220; -110	—	—	—	—	40	ОАО ЭЛКО
ВБНТ-35-20/630 У1	35	630	20	60	50	-220; -110	7500	—	—	7500	—	ОАО «Верхнеуринский машиностроительный завод»

ВБН-35П-20/1600 УХЛ1	35	1600	20	300	60	-220; -110	20 000	—	20 000	—	ОАО «Верхнеуртинский машиностроительный завод»
ВБЦ-35-20/1600 У3	35	1250; 1600	20	300	60	-220; -110	50 000	50	50 000	30	НПП ЭЛВЕСТ
ВБПС-35-40/2000 УХЛ1	35	2000	40	150	25	-220	20 000	50	20 000	—	ГНПП «Контакт»
ВБЗП-35-20/1000 У1	35	1000 (при 50 Гц); 630 (при 60 Гц)	20	300	80	-220; -110	10 000	50	10 000	—	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВЗБЭ-35-20/1000 У1	35	1000 (при 50 Гц); 630 (при 60 Гц)	20	100	80	-220; -110	10 000	50	10 000	—	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»
ВБУ-35-5/1250 У3	35	1250	5	400	60	-220	100 000	50	100 000	—	НПП ЭЛВЕСТ
ВБН-35	35	1600	20	—	60	-220	20 000	50	20 000	—	НПП ЭЛВЕСТ
ВБУ-35-5/1600 У3	35	1600	5	400	60	-220	20 000	150	100 000	—	НПП ЭЛВЕСТ
ВБУ-110-5/1000 У3	110	1000	5	400	100	-220	20 000	150	40 000	—	НПП ЭЛВЕСТ
ВБЭ-110	110	1000; 1250; 1600	5; 10; 20; 31,5	300	100	—	20 000	50	40 000	30	НПП ЭЛВЕСТ

Примечание. Следующие серии выключателей предназначены для использования в трехфазных сетях переменного тока с изолированной нейтралью: ВБ/ЭЛКО1; ВБНТ-35-20(35)/630У1; ВБУ-35; ВБПС-35-40/2000УХЛ1.

Выключатели серий ВБУ-35, ВБУ-110, ВБЭ-110 с электромагнитными приводами предназначены для коммутации цепей трансформаторов дуговых сталеплавильных печей.

Выключатели серий ВБН-35П-20/1600 УХЛ1; ВБЗП-35 и ВЗБЭ-35 с пружинным и электромагнитным приводом используются в сетях напряжением 35 кВ без уточнений режима нейтрали.

Комплектные распределительные устройства

Комплектные распределительные устройства (КРУ) трансформаторных подстанций и распределительных пунктов (РП) служат для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении, содержат коммутационные аппараты, выполняющие функцию защиты трансформаторов, устройства сигнализации, дистанционного управления и контроля. По способу сооружения и монтажа они делятся на сборные — монтируемые на месте из различных стандартных комплектующих и комплектные — поставляемые готовыми модулями заводской сборки различного функционального назначения. Предпочтение отдается последним из-за большей технологической надежности их сборки и скорости введения в эксплуатацию на месте.

Основным конструктивным элементом является шкаф, разделенный на четыре независимых отсека, изолированных металлическими переборками: отсека сборных шин, отсека коммутационного аппарата, отсека (низкого напряжения) автоматики, сигнализации и управления и выходного отсека с кабельной муфтой отходящей линии, измерительными трансформаторами тока и напряжения и ограничителями перенапряжений.

Функционально содержание шкафов покрывает весь спектр существующих вариантов схем трансформаторных подстанций на 6, 10 и 20 кВ.

По конструктивным особенностям КРУ делятся на две группы. В первой все аппараты шкафа монтируются стационарно (неподвижно). К ним относятся камеры типа КСО — сборные одностороннего обслуживания. Эти КРУ, располагаемые вдоль стены, имеют одностороннее обслуживание с фасадной стороны.

Во второй группе все коммутационные аппараты монтируются на тележке, которая может выкатываться из ячейки для осмотра и ревизионного обслуживания. Выключатель на тележке имеет рабочее и контроль-

ное (тестовое) положение, в котором он отключается от силовой линии высокого напряжения (используется розеточный втычной контакт типа «тюльпан»), но при этом остаются работоспособными все системы управления и контроля низкого напряжения. Это позволяет производить ревизию состояния контактной системы, контроль и настройку различных систем защиты автоматического выключателя (табл. 24.5).

В качестве защитных выключателей от токов короткого замыкания и перегрузки используются маломасляные, элегазовые и вакуумные выключатели, а также комбинация выключателя нагрузки и предохранителя, для защиты от перенапряжений — разрядники и ограничители перенапряжений (ОПН).

В шкафах с выключателем предусмотрены механические блокировки, не допускающие вкатывания тележки в шкаф при включенном выключателе, выкатывания тележки из рабочего положения при включенном положении, включения выключателя между рабочим и контрольным положениями тележки. В контрольном положении тележка надежно зафиксирована в шкафу.

В зависимости от места установки КРУ делятся на две крупные группы: КРУ для внутренней установки в помещении подстанции и КРУ для наружной установки (КРУН), т.е. на открытом воздухе.

Изоляция сборных шин — воздушная, твердая, комбинированная. В большинстве КРУ предназначены для внутренней установки и имеют категорию исполнения типа IP20, а при открытой двери — IP00.

Наиболее слабым местом КРУ с открытыми сборными шинами является возможность распространения аварии на все шкафы при появлении открытой электрической дуги на шинах. В настоящее время созданы эффективные меры защиты КРУ от электрической дуги, которая может возникнуть от перекрытия изоляции или отказов в работе выключателей и другого оборудования.

Таблица 24.5. Основные технические параметры распределительных устройств

Тип КРУ	Номинальное напряжение/ напряжение, кВ	Номинальная частота, Гц	Тип выключателя	Номинальный ток главных цепей, А	Номинальный ток сборных шин, А	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости/ время протекания тока термической стойкости, кА/с	Условия обслуживания	Количество модификаций	Габаритные размеры шкафов КРУ (высота×глубина×ширина), мм, не более	Масса, кг, не более	Предприятие-изготовитель
К-02-3; К-02-4	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумный; элегазовый	400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	20,0; 31,5; 40,0	51; 81	20,0/3; 31,5/3; 40,0/3	Двухсто- роннее	—	2175× ×1100 (1300)× ×750 (1000)	От 300 до 750	ЗАО ЧЗСЭ «Электросила»
К-02-3 МК	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумный; элегазовый	630; 1000; 1600; 2000; 2500	630; 1000; 1600; 2000; 2500	20,0; 31,5; 40,0	51; 81	20,0/3; 31,5/3; 40,0/3	Двухсто- роннее	—	2175×1320× ×750 (1000); 2200×1100× ×750 (1000)	От 300 до 750	ЗАО ЧЗСЭ «Электросила»
КСО-299А; КСО-299М	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумные: ВВ/TEL; ВБЭ-10; ЭВОЛИС	400; 630; 800; 1000; 1600	630; 800; 1000; 1600; 2500	12,5; 20	31,5; 40; 51; 62,5	12,5/3; 16/3	Односто- роннее	—	2500×1100× ×750 (1000)	500	ЗАО ЧЗСЭ «Электросила»
КСО-299; КСО-299,01	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумные: ВВ/TEL; ВБЭ-10; ЭВОЛИС; ВБЭМ; Маломасляные: ВПМП-М-10; Выключатель нагрузки: ВН-10; Разъединитель: РВ; РВЗ; РВФЗ	400; 630; 1000; 1600	630; 1000; 1600	12,5; 20; 31,5	51	20/3	Односто- роннее	—	2780×1100×1200; 2780×1100×750	500	ЗАО ЧЗСЭ «Электросила»

Продолжение табл. 24.5

Тип КРУ	Номинальное напряжение/ номинальное наибольшее напряжение, кВ	Номинальная частота, Гц	Тип выключателя	Номинальный ток главных цепей, А	Номинальный ток сборных шин, А	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости/ время протекания тока термической стойкости, кА/с	Условия обслуживания	Количество модификаций	Габаритные размеры шкафов КРУ (высота×глубина×ширина), мм, не более	Масса, кг, не более	Предприятие-изготовитель
КСО-398; КСО-399	6/7,2; 10/12	50; 60	Выключатель нагрузки: ВМП- М1-10/630; ВНА 10/630-20; ВНР-10/400; Разъединитель: РВ-10; РВЗ-10	400; 630	—	0,63	51 (41 – с разъ- едини- телями)	20/1 (16/1 – с разъеди- ните- лями)	Односто- роннее	—	2080×1000×1000; 1900×800×800	500	ЗАО ЧЗСЭ «Электросила»
К-59У(ХЛ; Т)1; К-59У3; К-63У(Т)3	6/7,2; 10/12	50	Вакуумные: ВВЭ-М-10; ВВПВ-10; ВВ/ТЕЛ-10; ВБЭК-10; ВБКЭ-10; ВБТЭ-10; ВБЭМ-10; ЭВОЛИС; Элегазовые: LF-1	630; 1000; 1250; 1600	1000; 1600; 2000; 3150	20,0; 31,5	51; 81	20,0/3; 31,5/3	Односто- роннее	—	2780×750×3200	6500	ОАО «Самарский завод «Электроштит»
К-59БРХЛ1	6/7,2; 10/12	50		630; 1000; 1250; 1600	1000; 1250; 1600; 2000; 3150	20,0; 31,5	26	10/3	Односто- роннее	—	2780 (3280)× ×750×3200	7000	ОАО «Самарский завод «Электроштит»
К-59АТ	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумные: ВВ/ТЕЛ; ВВЭ-М; ВБЭ; ВБП; ВБМ; ЭВОЛИС	630; 1000; 1600	До 2000	12,5; 20; 25	51; 64	20/3; 25/3	Односто- роннее	28	2020×1350×750	—	ООО ПКФ «Автоматика»

К-61МУ3	6/7,2; 10/12	50	Вакуумные: ВВЭ-М-10; ЭВОЛИС; Элегазовые: LF2; LF3	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	2000; 3150	31,5; 40,0	128	31,5/3; 40/3	—	—	2380×800 (1125) ×1400 (1600)	6500	ОАО «Самарский завод «Электроцит»
К-66	6/7,2; 10/12	50	Вакуумные: ВБУП-10	630; 1000	1000; 1600	—	51	20/3	Односто- роннее	—	2000×800×600	450	ОАО «Самарский завод «Электроцит»
КСО-96У3	6/7,2; 10/12	50	Вакуумные: ВВЭ-М-10; ЭВОЛИС	630; 1000	1000	20	51	20/3	Односто- роннее	—	2600×750×1050	3500	ОАО «Самарский завод «Электроцит»
КСО-3 СЭЩ	6/7,2; 10/12	50	ВНА-10-630/20 ЭВОЛИС	630; 1000	1000	0,63	51	20/1	Односто- роннее	—	2086×800×600	400	ОАО «Самарский завод «Электроцит»
КСО-298; КСО-292	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумные: ВВЭ-М; ЭВОЛИС/SE; ВБЭ; ВБМ; ВБП; ВВ/TEL; СМ/TEL; Маломасляные: ВПМ; ВПМП	630; 1000	1000	12,5; 20	51	20/3	Односто- роннее	47	2470×1250×1000	—	ООО ПКФ «Автоматика»
КСО-298ЭД	6/7,2; 10/12	50	ВВ/TEL	—	—	—	—	—	Односто- роннее	5	2630×1100×750	—	ELECTROGRAD
КСО-292 (АРЕВА СЭМ3)	6/7,2; 10/12	50; 60	Маломасляные: ВПМП-М-10; ВПМ-М-10; Вакуумные: ВВТЭ-М-10; Выключатель нагрузки: ВН-10	400; 630; 1000; 1600	630; 1000; 1600	20	51	20/3	Односто- роннее	—	2470×1250×1000	—	ЗАО «АРЕВА Свердловский электромехани- ческий завод»
КСО-285; КСО-272; КСО-2УМ3	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумные: ВВЭ-М; ЭВОЛИС/SE; ВБЭ; ВБМ; ВБП; ВВ/TEL; СМ/TEL; Маломасляные: ВПМ; ВПМП	630; 1000	1000	12,5; 20	51	20/3	Односто- роннее	47	2470×1250×1000	—	ООО ПКФ «Автоматика»

Продолжение табл. 24.5

Тип КРУ	Номинальное напряжение/ наибольшее напряжение, кВ	Номинальная частота, Гц	Тип выключателя	Номинальный ток главных цепей, А	Номинальный ток сборных шин, А	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости/ время протекания тока термической стойкости, кА/с	Условия обслуживания	Количество модификаций	Габаритные размеры шкафов КРУ (высота×глубина×ширина), мм, не более	Масса, кг, не более	Предприятие-изготовитель
KCO-393	6/7,2; 10/12	50	ВНА 10/630	630	—	0,63	41	16/1	Односто- роннее	22	1900×800×800	—	ELECTROGRAD
KCO-393A-B; KCO-393A-BM	10/12	50	ВВ/TEL	630; 1000	630; 1000	20	51	20/3	Односто- роннее	5	2130×940×800	—	ELECTROGRAD
KPY-AT	6/7,2; 10/12	50; 60	ВВ/TEL; ЭВОЛИС; ВВЭ-М; ВБЭ; ВБП; ВБМ	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	1000; 1600; 2000; 2500; 3150	12,5; 20; 25; 31,5; 40	32; 51; 63; 80; 100; 125; 128	12,5/3; 20/3; 25/3; 31,5/3; 40/3	Односто- роннее / двусто- роннее	—	—	—	ООО ПКФ «Автоматика»
K-104AT	6/7,2; 10/12	50; 60	ВВ/TEL; ЭВОЛИС	630; 1000; 1600	До 2000	12,5; 20; 25	51; 64	20/3; 25/3	Двухсто- роннее	20	2020×1350×750	—	ООО ПКФ «Автоматика»
KB-2001	6/7,2; 10/12	50	ВВ/TEL	630; 1000	1000	12,5; 20	41	20/3	Односто- роннее	33	2500×900×900	—	ООО ПКФ «Автоматика»
KB-204У3; KB-204Т3	6/7,2; 10/12	50	ВВ/TEL	630; 1000; 1600	1000; 1600; 2000; 3150	16; 20; 25; 31,5	51; 81	20/3; 31,5/3	Двухсто- роннее	—	2268×1450×750	600	ELECTROGRAD
KPY/TEL	10/12	50	ВВ/TEL	400	—	16	41	16/3	Односто- роннее	18	2000×550×850	300	Таврида Электрик
KPY K-304Б	6/7,2; 10/12	50	Вакуумный	630; 1000; 1600; 2000	630; 1000; 1600; 2000; 3150	4; 20; 31,5	10; 51; 81	4/3; 20/3; 31,5/3	Односто- роннее	—	2200×1205×750	—	ОАО «Уфимский завод «Электроаппа- рат»

КСО-204 УЗ; КСО-304 УЗ	6/7,2; 10/12	50	Вакуумный: ВВ/ТЕ-1; Разъединитель: РВЗ	630; 1000	—	12,5; 20	12,5; 20	12,5/1; 20/1	Односто- роннее	28	2000×800×800; 1900×800×800	—	ОАО «Мосэлектро- рошит»
К-104М; К-104МС1	6/7,2; 10/12	50	Маломасляные: ВМПЭ-10; Вакуумные: ВВЭ-М-10; ВЧЭ-10; ВБКЭ-10; ВВ/ТЕ-10; Элегазовые: VF07.12.50; 07.16.50; 12.08.31; 12.12.31; 12.12.40; 12.16.40	400; 630; 1000; 1250; 1600; 2000	1600; 2000; 3150	4; 20; 31,5; 40; 50	10; 51; 81; 128	40/3	Двухсто- роннее	—	2432×1435×750	—	ОАО «Мосэлект- рошит»
К-105; К-105С1	6/7,2; 10/12	50	Вакуумные: ВВЭ-10- 3150/31,5; Элегазовые: НАЗ 12.32.50	2000; 3150	2000; 3150	31,5 — вакуум- ных; 31,5; 40 — элега- зовых	81 — с вакуум- ными; 128 — с элега- зовыми	31,5/3 — вакуум- ных; 31,5/3; 40/3 — элегазо- вых	Двухсто- роннее	—	2432×1450×1125 — с вакуумными выключате- лями; 2432×1450×1000 — с элегазо- выми выключа- телями	—	ОАО «Мосэлект- рошит»
К-XXVI	6/7,2; 10/12	50	Маломасляные: ВМПЭ-10; Вакуумные: ВВТЭ-М-10; ВВЧЭ-20; Элегазовые: VF-12	630; 1000; 1600	2000; 3200	20; 31,5	51; 81	20/3; 31,5/3	Односто- роннее	10	2400×1250×900	—	ОАО «Мосэлект- рошит»
К-XXVII	10/12	50		2000; 3150	2000; 3150	31,5	81	31,5/3	Односто- роннее	8	—	—	ОАО «Мосэлект- рошит»
КУ-10; КУ-10М	6/7,2; 10/12	50	Маломасляные; вакуумные; элегазовые	630; 1000; 1600; 2000; 3150	1000; 1600; 2000; 3150	20; 31,5; 40	51; 81; 102	20/3; 31,5/3; 40/3	Односто- роннее / двухсто- роннее	—	2000×1300×1125	—	ОАО «Мосэлект- рошит»

Продолжение табл. 24.5

Тип КРУ	Номинальное напряжение/ наибольшее напряжение, кВ	Номинальная частота, Гц	Тип выключателя	Номинальный ток главных цепей, А	Номинальный ток сборных шин, А	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости/ время протекания тока термической стойкости, кА/с	Условия обслуживания	Количество модификаций	Габаритные размеры шкафов КРУ (высота×глубина×ширина), мм, не более	Масса, кг, не более	Предприятие-изготовитель
КСО-386	6/7,2; 10/12	50	Выключатель нагрузки: ВНП-М-10/630; разъединитель	630	—	0,63	51	20/1 (с выключателем нагрузки); 16/1 (с разъединителем)	Одно- торное	30	—	—	ОАО «Невский завод «Электро- щит»
КУ-10Ц	6/7,2; 10/12	50	Вакуумный	630; 1000; 1600; 2000; 3150	1000; 1600; 2000; 3150	20; 31,5	51; 80	20/3; 31,5/3	Одно- торное	—	2000×1300×750	—	ОАО «Невский завод «Электроситт»
КТ-6; КТ-6С	6/7,2	50; 60	Элегазовые: НА-3; LFI; НХ	630; 1000; 1600; 2000; 3150	1600; 2000; 3150	40	128	40/3	Одно- торное	—	2485×1850× ×750 (1125)	—	ОАО «Невский завод «Электроситт»
КВ-6	6/7,2	50; 60	Вакуумный	630; 1000; 1600; 2000; 3150	1600; 2000; 3150	40	102	40/3	Одно- торное	—	2485×1850× ×750 (1125)	—	ОАО «Невский завод «Электроситт»
КСО-366; КСО-366М	6/7,2; 10/12	50	Выключатель нагрузки	400; 630	400; 630	0,4; 0,63	25; 51	10/1; 20/1	Одно- торное	—	2080×1000×1000	580	ЗАО «АРЕВА Свердловский электромехани- ческий завод»

КСО-392	6/7,2; 10/12	50	Выключатель нагрузки	400; 630	—	0,63	51; 20	20/1; 16/1	Односто- роннее	—	1900×1000×800	210	ЗАО «АРЕВА Свердловский электрометаллур- гический завод»
8BK80	6/7,2; 10/12	50	Вакуумный 3АН1	1600; 2000; 2500 (3150)	1600; 2000; 2500 (3150)	20; 25 (31,5)	50; 63; 80 (31,5/1)	20/1; 25/1; (31,5/1)	Односто- роннее	4	2450×1750×800	—	ООО «Силенс»
NXAIR	10/12	50	Вакуумный NXACT	2500	2500	25	63	25/3	Односто- роннее	11	2000×1350×800	—	ООО «Силенс»
UniGear ZS1-12	10/12	50	Вакуумные: VD4; Элегазовые: HD4	4000	4000	—	50	50	Односто- роннее	—	2000× ×1300 (1350)× ×650 (800; 1000)	—	ООО «АББ Элек- троснабжен- дство»
UniGear ZS1-17	15/17,5	50	Вакуумные: VD4; Элегазо- вые: HD4	4000	4000	—	40	40	Односто- роннее	—	2000× ×1300 (1350)× ×650 (800; 1000)	—	ООО «АББ Элек- троснабжен- дство»
UniGear ZS1-24	20/24	50	Вакуумные; элегазовые	4000	4000	—	25	25	Односто- роннее	—	2000×1500× ×800 (1000)	—	ООО «АББ Элек- троснабжен- дство»
Uniswitch	10/12; 15/17,5; 20/24	50; 60	Вакуумные; элегазовые	630; 800; 1250	630; 800; 1250	—	65; 50	25/1; 20/1	Односто- роннее	12	1635 (1885)× ×1000 (1550)× ×375 (500; 750; 800)	—	ООО «АББ Элек- троснабжен- дство»
NEXIMA	6/7,2; 10/12	50	ЭВОЛИС	630; 1250; 2500	2500	0,63; 1,25; 2,5	—	25/3; 31,5/3	Односто- роннее	24	2320× ×1595 (1780)× ×650 (800; 900)	—	Schneider Electric
MCset AD1	6/7,2; 10/12	50	Элегазовые: LF1	630; 1250	630; 1250	31,5	—	31,5	Односто- роннее	—	2300×1575×570	600	Schneider Electric
MCset AD1 (контактор)	6/7,2; 10/12	50	Контактор R400	200; 250; 630; 1250	200; 250; 630; 1250	50	—	50	Односто- роннее	—	2300×1575×570	600	Schneider Electric
MCset AD2	6/7,2; 10/12; 15/17,5	50	Элегазовые: LF2	630; 1250	630; 1250	31,5; 40; 50	—	40; 31,5	Односто- роннее	—	2300×1575×700	700	Schneider Electric
MCset AD3	6/7,2; 10/12; 15/17,5	50	Элегазовые: LF3	630; 1250; 2500; 3150	630; 1250; 2500; 3150	31,5; 50	—	40; 31,5	Односто- роннее	—	2300×1575×900	800	Schneider Electric

Окончание табл. 24.5

Тип КРУ	Номинальное напряжение/номинальное наибольшее напряжение, кВ	Номинальная частота, Гц	Тип выключателя	Номинальный ток главных цепей, А	Номинальный ток сборных шин, А	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости/время протекания тока термической стойкости, кА/с	Условия обслуживания	Количество модификаций	Габаритные размеры шкафов КРУ (высота×глубина×ширина), мм, не более	Масса, кг, не более	Предприятие-изготовитель
MCset AD4	6/7,2; 10/12; 15/17,5	50	Элегазовые: LF4	630; 1250; 2000; 2500	630; 1250; 2000; 2500	31,5	—	16; 25	Одно- роннее	—	2300×1750×900	1100	Schneider Electric
MCset CL1/GL1	6/7,2; 10/12	50	Элегазовые: LF1	630; 1250	630; 1250	31,5	—	31,5/3	Одно- роннее	—	2300×1575×(570×2)	550×2	Schneider Electric
MCset CL2/GL2	6/7,2; 10/12; 15/17,5	50	Элегазовые: LF	630; 1250	630; 1250	31,5; 40; 50	—	40/3; 31,5/3	Одно- роннее	—	2300×1575×(700×2)	650×2	Schneider Electric
MCset CL3/GL3	6/7,2; 10/12; 15/17,5	50	Элегазовые: LF1; LF2; LF3	630; 1250; 2500; 3150	630; 1250; 2500; 3150	31,5; 50	—	40/3; 31,5/3	Одно- роннее	—	2300×1575×(900×2)	750×2	Schneider Electric
MCset CL4/GL4	20/24	50	Элегазовые: LF1; LF2; LF3; LF4	630; 1250; 2000; 2500	630; 1250; 2000; 2500	31,5	—	31,5/1	Одно- роннее	—	2300×1750×(900×2)	800×2	Schneider Electric
SM6	6/7,2; 10/12; 15/17,5; 20/24	50	Элегазовые: LF1; LF2; Выключатель нагрузки с предохранителем	630	400; 630; 1250	—	31,25; 40; 50; 62,5	12,5/1; 16/1; 20/1; 25/1	Одно- роннее	20	1600 (2050)×840×375 (750)	120 (400)	Schneider Electric
Герметизированные КРУ													
RM6	6/7,2; 10/12; 20/24	50	Выключатель нагрузки; вакуумный	400; 630	400; 630	—	0,63; 0,4	16/1; 25/1	Одно- роннее	37	1140×1649×710	—	Schneider Electric

8DH10	24	50	Вакуумные	630	630	25	50	20/1	Односто- роннее	—	2000×730×500	—	ООО «Сиенс»
8DC11	12; 24	50	Вакуумные	1250	1250	16; 20; 25	50	25/3	Односто- роннее	—	2250×1225×600	—	ООО «Сиенс»
SIMOPRIME	15	50	Вакуумные	2500	2500	31,5	80	31,5/3	Односто- роннее	—	2200 (1780)× ×1860×600 (800)	—	ООО «Сиенс»
КРУ наружной установки													
КРН-АТ	6/7,2; 10/12	50; 60	Вакуумные: ВВ/ТЕЛ; ЭВОЛИС	630; 1000	1000	12,5; 20; 25	32; 51; 64	20/3; 25/3	Двухсто- роннее	—	2680×1530×1000	—	ООО ПКФ «Автоматика»
К-38АТ-У19ХЛ10	6/7,2; 10/12	50; 60	ВВЭ-М; ВБЭ; ВБП; ВБМ	630; 1000; 1600	1600	12,5; 20; 25	20; 25	20; 25	Двухсто- роннее	15	2710 (2650)× ×3215 (3115)× ×750	—	ООО ПКФ «Автоматика»
КРЗ-10	6/7,2; 10/12	50	Маломасляные: ВМК-10; Вакуумные: ВВ-10У; Элегазовые: ВГ-10	630; 1000; 1600	630; 1000; 1600	20	51	20	Односто- роннее	—	2968×1500×900	—	ОАО «Ровенский завод высоковольтной аппаратуры»

В последнее время появились конструкции КРУ, целиком герметизированных, из нержавеющей стали с заполнением элегазом (КРУЭ) при небольшом избыточном давлении 0,12—0,15 МПа типа RM-6 (табл. 24.5). Электрическая прочность элегаза (SF_6) почти в 2 раза превышает электрическую прочность воздуха при сопоставимых условиях, что позволило уменьшить конструктивные размеры КРУЭ. Все это в целом позволило создать КРУ, практически не обслуживаемое в течение срока службы до 30 лет.

24.4. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Трансформаторы тока

Трансформаторы тока (ТТ) служат для измерения и передачи информации о режиме работы силовоточной цепи высокого напряжения в цепь низкого напряжения для ее последующей обработки. При этом ТТ одновременно обеспечивают изоляцию первичной цепи высокого напряжения от вторичной, имеющей потенциал земли, и снижение вторичного тока до нормируемой величины 1 или 5 А. Трансформаторы тока имеют, как правило, две обмотки: одну для целей измерения, другую для питания системы релейной защиты.

Применяемая изоляция может быть либо твердой (эпоксидная смола), либо жидкой (бумажно-масляная), либо газовой (элегаз). Трансформаторы тока, применяемые для внутренней установки КРУ, — встроенные в конструкцию выключателя и имеющие, как правило, твердую изоляцию (до 20 кВ). Трансформаторы тока для внешней установки от 35 кВ и выше имеют бумажно-масляную изоляцию с внешней фарфоровой рубашкой либо газовую (элегазовую).

Основное требование, предъявляемое к ТТ, — обеспечение заданной в зависимости от класса исполнения точности пере-

дачи информации как в статическом режиме, так и в переходных режимах при коротких замыканиях. На практике единственным фактором, обеспечивающим выполнение ТТ своих характеристик, является согласование параметров фактической нагрузки ТТ с нормируемой. При этом нижний предел вторичной нагрузки для трансформаторов с номинальной вторичной нагрузкой более 60 В·А в соответствии с ГОСТ 7746—2001 должен быть 15 В·А, а для ТТ с номинальными вторичными нагрузками 1; 2; 2,5; 3; 5 и 10 — соответственно 0,8; 1,25; 1,5; 1,75; 3,75 и 3,75 В·А (см. разд. 21).

Это особенно актуальным является в настоящее время, так как все чаще нагрузка становится не аналоговой, а цифровой (например, счетчики). А это, в свою очередь, снижает фактическую нагрузку на вторичной обмотке ТТ (табл. 24.6). Для обеспечения согласования мощности вторичной цепи с номинальной некоторые зарубежные фирмы (например, «RITZ») стали выпускать балластные нагрузочные сопротивления дроссельного типа с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$.

Все это особенно актуально для обмоток, применяемых в системе релейной защиты, при использовании микроконтроллеров требования практически не отличаются, поэтому производители (фирма «RITZ») стали выпускать ТТ с одинаковыми вторичными обмотками как для целей измерения, так и для целей защиты.

Трудности выполнения твердой изоляции между первичной обмоткой высокого напряжения и вторичными обмотками низкого напряжения привели к использованию газовой изоляции и созданию ТТ на напряжение 110 кВ и выше с элегазовой изоляцией (табл. 24.7). Это позволило существенно снизить массогабаритные показатели ТТ. Так, при общей массе ТТ 500 кг доля элегаза составляет 5—7 кг при давлении 0,2—0,5 МПа.

Таблица 24.6. Трансформаторы тока для внутренней и наружной установки

Тип трансформатора тока	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная частота, Гц	Номинальный ток, А		Количество вторичных обмоток	Класс точности		Номинальная нагрузка, В · А	Электродинамическая стойкость, кА (кратность)	Термическая стойкость, кА/с (кратность)	Номинальная предельная кратность тока защитной обмотки	Масса, кг	Предприятие-изготовитель
			первичный	вторичный		обмотки для измерений	обмотки для защиты	обмотки для измерений	обмотки для защиты				
GI 36 (российский аналог ТОН-УЗ)	35	50	5—2500	1; 5	2; 3; 4	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1,0; 3,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	300	120/1	10; 20	70	ЗАО «Группа компаний «Электрошит»-ТМ-Самара» (по технологии фирмы «RITZ»)
GS 12 (российский аналог ТОН-УЗ)	6; 10	50	5—1250	1; 5	2	0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	150	60/1	10	13—23 в зависимости от исполнения	RITZ Messwandler Dresden GmbH
GS 24 (российский аналог ТОН-УЗ)	15; 20	50	5—1250	1; 5	2	0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	150	60/1	10	20—27 в зависимости от исполнения	RITZ Messwandler Dresden GmbH
GIS 24	20	50	5—2500	1; 5	2; 3; 4	0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	150	60/1	10	28—41 в зависимости от исполнения	RITZ Messwandler Dresden GmbH
GIS 12	10; 15	50	5—2500	1; 5	2; 3; 4	0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	150	60/1	10	23—33 в зависимости от исполнения	RITZ Messwandler Dresden GmbH
GDS	10—35	50	150—3000	1; 5	2; 3; 4	0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	300	120/1	10; 20	12—48 в зависимости от исполнения	RITZ Messwandler Dresden GmbH
GDW	20	50	25—1500	1; 5	2; 3	0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	—	—	10	40	RITZ Messwandler Dresden GmbH

Окончание табл. 24.6

Тип трансформатора тока	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Количество вторичных обмоток	Класс точности		Номинальная нагрузка, В · А		Электродинамическая стойкость, кА (кратность)	Термическая стойкость, кА/с (кратность)	Номинальная предельная кратность тока защитной обмотки	Масса, кг	Предприятие-изготовитель
		первичный	вторичный		обмотки для измерений	обмотки для защиты	обмотки для измерений	обмотки для защиты					
IGD 36	35	100—2000	1; 5	2; 3; 4	0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	5; 10; 15; 20; 30	—	—	—	36	RITZ Messwandler Dresden GmbH
IGE	0,66	30—5000	1; 5	1	0,2; 0,5; 1,0	5P; 10P	5; 10; 15; 20; 30	5; 10; 15; 20; 30	—	—	—	8—14 в зависимости от исполнения	RITZ Messwandler Dresden GmbH
GIF 36 (российский аналог ТОЛ-У1)	35	15—1500	1; 5	До 4	0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0	5P; 10P	15; 30; 60	15; 30; 60	150	60/1	10; 20	90	ОАО «Группа компаний «Электроцит-ТМ-Самара»
GIF 10	10; 20; 27,5; 30	25—3000	1; 5	2—4	0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0	5P; 10P	15; 30; 60	15; 30; 60	150	60/1	10; 20	65	ООО «Нит-Русь»
GIF 20												115	
GIF 30												147	
GIF 36	2	50	5	1	1,0; 3,0	—	20—100	20—100	4	(25)/3	—	—	ОАО ВО «Электроаппарат» (ВО — высоковольтного оборудования)
ТШЧ12Т-I												—	
ТШЧ12-II												—	
	2	50	5	1	1,0; 3,0	—	20—100	20—100	4	(25)/3	—	7±1	ОАО ВО «Электроаппарат» (ВО — высоковольтного оборудования)
									3				
									—				
									—				

ТШЧЛ2Т-II	2	50	1000; 1500; 2000; 3000	5	1	1,0; 3,0	—	20—100	20—100	—	(25)/3	—	7±1	ОАО ВО «Электроаппарат»
		400	1000; 1500; 2000											
		1000												
	ТШЧЛ2Т-III	2	50	4000	5	1	1,0; 3,0	—	20—100	20—100	—	(25)/3	—	13,5 ± 1
400			3000; 4000											
1000			3000											
ТШЧЛ2Т-III		2	50	5000; 6000	5	1	1,0; 3,0	—	20—100	20—100	3	(25)/3	—	6 ± 1
	400		300; 400; 600; 800											
	1000													
	ТШЧЛ2Т-I; ТШЧЛ2Т-I	2	2400		5	1	1,0; 3,0	—	20—100	20—100	—	(25)/3	—	6 ± 1
8000			300; 400; 600											

Таблица 24.7. Трансформаторы тока элегазовые

Тип трансформатора тока	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная частота, Гц	Номинальный ток, А		Количество вторичных обмоток	Класс точности		Номинальная нагрузка, В·А		Электродинамическая стойкость, кА (кратность)	Термическая стойкость, кА/с (кратность)	Номинальная предельная кратность тока защитной обмотки	Давление элегаза, МПа	Утечка элегаза в год, % массы элегаза	Масса общая (элегаза), кг	Предприятие-изготовитель
			первичный	вторичный		обмотки для измерений	обмотки для защиты	обмотки для измерений	обмотки для защиты							
ТГФ-110	110	50; 60	50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 300—600; 750; 600—1200; 750—1500; 1000—2000; 1000; 1500; 2000	1; 5	4; 5	0,2S; 02; (0,5S; 0,5)	5P; 10P	20; 30; 60	20; 30; 60	10—150	4—60/3	15—30	0,42	1	500 (5,7)	ОАО «Энергомеханический завод»
			300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000	1; 5	4	0,2; 0,5	5P; 10P	20; 30; 40	20; 30; 40	80	31,5/1; 20/3	20	0,38	—	590 (4,5)	ОАО «Уралэлектротяжмаш»

ТРГ-110 УХЛП	110	50	От 50 до 2000	1; 5	До 5	0,2S	5P	—	—	—	—	—	—	Группа предприятий «Энер- гомаш»
ТРГ-110 П У1	110	50	300; 400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 2000	5	4	0,2	5P	50	15; 30; 60	102	40/1	20	0,4	ОАО «Уралэлектро- тяжмаш»
ТРГ-110 П ХЛП													0,5	
ТОГ-110 УХЛП	110	50	200; 300; 400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000	1; 5	4; 5	0,2S; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0	5P; 10P	10—50	10—60	—	—	25	0,15	ФГУП «Комбинат «Электрохимпри- бор»
ТГФ-110	110	50	100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 1000; 1500; 2000	1; 5	4	0,2	10P	—	—	—	—	—	0,24	ОАО ВО «Электроаппарат»

Таблица 24.8. Характеристики трансформаторов напряжения (изготовитель — ООО «НИТ—Русь»)

Тип трансформатора напряжения	Напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Частота, Гц	Номинальное напряжение обмотки, В				Номинальная мощность, В · А, в классе точности				Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки	Предельная мощность, В · А
				первичной	основной вторичной	дополнительной вторичной	0,2	0,5	1	3			
GZ12	10	12	50	3000; 6000; 10 000; 11 000	100	—	—	15	60	120	—	—	600
GZ24	15	17,5	50	15 000	100	—	—	10	30	90	—	—	600
GZ24	20	24	50	20 000	100	—	—	15	60	120	—	—	600
GZ36	35	40,5	50	25 000; 30 000; 35 000	100	—	—	—	30; 60	180	—	—	600
GEF12-40,5	10; 15; 35	12; 17,5; 35	50	10 000/√3 ; 15 000/√3 ; 35 000/√3 ;	100/√3	100/√3	100/√3	50	150	300	600	3Р; 6Р	1000; 100
GZF10-40,5	10; 15; 35	12; 17,5; 35	50	10 000; 15 000; 35 000	100	—	—	50	150	300	600	—	1000

Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) двух- или трехобмоточные служат как для измерения напряжения, мощности, энергии, так и для питания цепей автоматики, сигнализации и релейной защиты линий электропередачи от замыкания на землю. Трансформаторы напряжения имеют два назначения: изолировать вторичную обмотку низкого напряжения и обезопасить обслуживающий персонал; понизить напряжение до стандартной величины: 100; $100\sqrt{3}$; 100/3 В (табл. 24.8).

Трансформаторы напряжения различают: по числу фаз — однофазные и трехфазные; по числу обмоток — двухобмоточные и трехобмоточные; по классу точности — 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; по способу установки — для внутренней установки, для наружной установки; по способу включения — с заземленной обмоткой высокого напряжения (ВН) — однофазные и без заземления трехфазные. В качестве изоляции применяется твердая (эпоксидная смола), бумажно-масляная (фарфоровая рубашка с заполнением маслом) и газовая (элегаз). На напряжения до 110 кВ, как правило, используются ТН электромагнитного принципа действия. С повышением напряжения применяются емкостные делители напряжения (НДЕ).

24.5. ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Для защиты изоляционных конструкций распределительных подстанций от грозовых и коммутационных перенапряжений применяются разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Основными элементами вентильных разрядников являются пробиваемые искровые промежутки, соединенные последовательно с резистором, имеющим нелинейную вольт-амперную характеристику. Для выравнивания распределения напряжения по искровым промежуткам последние шунтируются конденсаторами.

Одним из основных недостатков вентильных разрядников является высокое значение коэффициента нелинейности матери-

алов резисторов (тервита или вилита) $\alpha = 0,2 \div 0,4$, а также нестабильность напряжений пробоя. Кроме того, работа разрядников характеризуется созданием значительных электромагнитных помех.

Все это привело практически повсеместно к их вытеснению безыскровыми ограничителями перенапряжений, в которых используются новые материалы, — оксидно-цинковыми варисторами. При рабочем напряжении токи через варисторы составляют миллиамперы, а при перенапряжениях соответственно сотни или десятки килоампер. Конструктивно столб варисторов помещается в герметизированный корпус либо фарфоровый, либо из полимерной изоляции.

В фарфоровом корпусе (табл. 24.9) уплотнение на торцах состоит из мембраны из нержавеющей стали и кольцевых резиновых прокладок. Мембрана эксцентрически крепится к фланцу и создает постоянное давление на резиновую прокладку. Если внутри модуля повышается давление из-за чрезмерного выделения тепла, мембрана под давлением газов отгибается, ионизированный газ выбрасывается через сопло наружу. При этом происходит выброс наружу ярких индикаторных пластин, указывающих на необходимость замены ОПН.

В случае применения ОПН с полимерной изоляцией необходимость в подобных устройствах отпадает (табл. 24.10).

Для правильного применения ОПН уточним некоторые понятия, его характеризующие.

Класс напряжения ОПН — линейное напряжение сети, в которой устанавливается ОПН.

Длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ($U_{н.р}$) — наибольшее действующее напряжение промышленной частоты, которое может быть неограниченно долго приложено между выводами ОПН.

Номинальное напряжение ОПН ($U_{ном}$) — действующее значение напряжения промышленной частоты, которое ОПН способен выдержать в течение 10 с после нагрева до температуры 60 °С и воздействия двух импульсов тока, соответствующих классу удельной энергоемкости данного типа ОПН.

Таблица 24.9. Ограничители перенапряжений в фарфоровой оболочке

Тип ОПН	Класс напряжения сети, кВ	Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Класс пропускной способности на прямом токе 2000 мкс, А	Остающиеся напряжение при коммутационном импульсе 30/60 мкс, кВ		Остающиеся напряжение при грозовом импульсе 8/20 мкс, кВ				Высота пути утечки), мм	Срок службы, лет	Масса, кг	Предприятие- изготовитель
				Амплитуда, А		Амплитуда, А							
				500	1000	5000	10 000	20 000					
AZG2 УХЛ1	3	5,1	500 (I)	13,2	—	15,8	17,0	19,1	234	—	—	ОАО ХК «Электростанция»	
	6	7,6	500 (I)	19,7	—	23,6	25,5	28,5	234	—	—		
	10	15,3	500 (I)	32,7	—	39,1	42,1	47,0	(406)	—	—		
	35	42,0	500 (I)	108,0	—	129	139	154	(1646)	—	—		
	110	76,0	500 (I)	196	—	233	251	279	(2540)	—	—		
	110	98	500 (I)	252	—	301	323	359	(3226)	—	—		
AZG3 УХЛ1	35	42	900 (III)	101	105	119	128	140	(1646)	—	—	ОАО ХК «Электростанция»	
	35	60	900 (III)	116	119	136	146	160	(1646)	—	—		
	110	96	900 (III)	183	189	216	231	253	(2540)	—	—		
	110	108	900 (III)	202	209	239	256	280	(3226)	—	—		
	6	7,2	300 (I)	17,5	18	23,5	24,5	27	(200)	30	—		
	6	7,2	420 (II)	17,3	17,9	21,5	23	25,3	(245)	30	—		
ЗАО «Завод энергосберегающих устройств»	10	12	300 (I)	29,3	30	38	40	45	(280)	30	—	ЗАО «Завод энергосберегающих устройств»	
	27,5	30	420 (II)	72,5	75	90	95	105	(900)	30	—		
	35	40,5	300 (I)	99	102	125	130	146,5	—	30	—		
	110	73	420 (II)	174	180	212	227	248	(2800)	30	—		
	110	78	420 (II)	186	193	227	243	265	(2800)	30	—		
	110	83	420 (II)	201	208	245	263	286	(2800)	30	—		

ОПН-35 IV УХЛ1	35	40,5	350 (I)	—	—	128	—	—	(1400)	25	34	ОАО «НИИ электро- керамики»
ОПН-110 М УХЛ1	110	73	500 (II)	—	—	216	—	—	(2270)	25	55	
ОПН-150 М УХЛ1	150	100	500 (II)	—	—	296	—	—	(3100)	25	85	
ОПН-6 У1/ХЛ1	6	7,2	300 (I)	19	—	25	—	—	(130)	25	3	
ОПН-10 У1/ХЛ1	10	12	300 (I)	32	—	40	—	—	(220)	25	4,2	
ОПН-1,5 УХЛ1	1,5	1,5	400 (II)	—	—	4,6	—	—	(120)	10	3,6	
ОПН-3 УХЛ1	3	3,4	400 (II)	—	—	10	—	—	(120)	10	3,8	
ExlimR УХЛ1	110	58	500 (II)	149	154	176	187	209	(2651)	—	64	ЗАО АББ УЭТМ
	110	72	500 (II)	186	193	220	234	262	(2651)	—	64	
	110	84	500 (II)	223	231	264	280	314	(2651)	—	64	
	110	98	500 (II)	247	257	294	311	349	(3685)	—	61	
	110	111	500 (II)	284	295	338	358	401	(3685)	—	61	
	110	58	900 (III)	139	143	161	170	187	(2651)	—	64	
ExlimQ УХЛ1	110	72	900 (III)	173	179	201	212	233	(2651)	—	64	
	110	84	900 (III)	208	214	242	254	280	(2651)	—	64	
	110	98	900 (III)	231	238	268	282	311	(3685)	—	61	
	110	111	900 (III)	265	274	309	325	357	(3685)	—	61	
	110	58	1350 (IV)	141	146	156	164	180	(2651)	—	64	
	110	72	1350 (IV)	176	182	195	205	225	(2651)	—	64	
ExlimP УХЛ1	110	84	1350 (IV)	211	219	234	246	270	(2651)	—	64	
	110	98	1350 (IV)	234	243	260	273	299	(3685)	—	61	
	110	111	1350 (IV)	270	279	299	314	344	(3685)	—	61	
	110	111	1350 (IV)	270	279	299	314	344	(3685)	—	61	

Таблица 24.10. Ограничители перенапряжений в оболочке из полимерной изоляции

Тип ОПН	Класс напряжения сети, кВ	Диапазон наибольших длительно допустимых рабочих напряжений, кВ	Класс пропускной способности на прямом токе импульсе 2000 мкс, А	Остающееся напряжение (отношение оста- ющегося наприя- жения к $U_{н.р.}$ при коммутационном импульсе 30/60 мкс, кВ		Остающееся напряжение (отношение остающегося напряе- ния к $U_{н.р.}$ при грозовом импульсе 8/20 мкс, кВ				Высота (длина пути утечки), мм	Срок службы, лет	Масса, кг	Предприятие- изготовитель		
				Амплитуда, А		Амплитуда, А									
				500	1000	5000	10 000	20 000							
ОПН-П-0,4 УХЛ2	0,38/0,22	От 0,26 до 0,66 (шаг 0,1 кВ)	300 (I)	(3,5)	—	—	(3,7)	—	(150)	30	—	ЗАО «Завод энергосащитных устройств»	ЗАО «Феникс—88»		
				(2,4)	(2,5)	(2,9)	(3,1)	(3,3)	(250)	30	—				
				500 (II)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)						(3,5)	
ОПН-П-6 УХЛ1/УХЛ2	6	От 5,5 до 8 (шаг 0,1 кВ)	700 (III)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,5)						(270)	30
			300 (I)	(2,4)	(2,5)	(2,9)	(3,1)	(3,3)							
			500 (II)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,3)							
ОПН-П-10 УХЛ1 /УХЛ2	10	От 9,5 до 13 (шаг 0,1 кВ)	700 (III)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,2)	(1100)	30	—				
			500 (II)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,3)							
			300 (I)	(2,4)	(2,5)	(2,9)	(3,1)	(3,3)							
ОПН-П-27,5 УХЛ1	27,5	От 28 до 36 (шаг 0,1 кВ)	500 (II)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,5)	(1260)	30	—				
			300 (I)	(2,4)	(2,5)	(2,9)	(3,1)	(3,5)							
			500 (II)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,5)							
ОПН-П-35 УХЛ1	35	От 38 до 42 (шаг 0,5 кВ)	700 (III)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,5)	(2800)	30	—				
			500 (II)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,3)							
			300 (I)	(2,4)	(2,5)	(2,9)	(3,1)	(3,5)							
ОПН-П-110 УХЛ1	110	От 56 до 110 (шаг 1 кВ)	700 (III)	(2,1)	(2,2)	(2,9)	(2,9)	(3,3)	40	10 лет гаран- тии	0,1				
			500 (II)	(2,3)	(2,4)	(2,9)	(3,1)	(3,3)							
			300 (I)	—	—	—	—	—							
ОПН-0,4/0,24-10/1 УХЛ1	0,4	От 0,24 до 0,5	300 (I)	—	—	—	—	—	40	10 лет гаран- тии	0,1	ЗАО «Феникс—88»			

ОПН-3/3,2-10/1 УХЛ1 /УХЛ2	3	От 3,2 до 3,8	250 (I)	—	—	—	—	—	214	10 лет гаран- тии	1,3
											1,2
											1,0
											1,7
ОПН-П-6/6,2-10/Л УХЛ1/УХЛ2	6	От 6,5 до 8,2	250 (I)	15,73	—	19,18	21,19	23,86	260		1,7
			450 (II)	15,21	—	17,81	19,18	20,93	184		1,3
ОПН-10/10-10/1 УХЛ1 /УХЛ2	10	От 9,5 до 13,7	250 (I)	22,51	—	29,5	32,6	36,7	305		2,2
			450 (II)	—	—	—	—	—	230		1,7
ОПН-15/18-10/1 УХЛ1	15	От 15,7 до 18	250 (I)	—	—	—	—	—	448		4,3
			450 (II)	—	—	—	—	—	—		—
ОПН-20/24-10/1 УХЛ1	20	От 24 до 25	250 (I)	—	—	—	—	—	538		5,3
			450 (II)	—	—	—	—	—	—		—
ОПН-25/15-10/1 УХЛ1	25	От 15 до 30	270 (I)	—	—	—	—	—	390		3,5
			550 (II)	—	—	—	—	—	665		2,5
ОПН-35/38-10/1 УХЛ1	35	38	250 (I)	—	—	114	126,16	142,12	731		25
			800 (III)	—	—	—	—	—	1215		37
ОПН-110/44-10/II УХЛ1	110	44	250 (I)	108,24	—	126,72	136,4	148,72	1215		47
			450 (II)	—	—	—	—	—	—		52,5
ОПН-110/56-10/II УХЛ1	110	56	600 (II)	137,76	—	161,28	173,6	189,28	1500		35
			250 (I)	100,04	—	121,5	134,46	151,47	731		25
ОПН-35/40,5-10/1 УХЛ1	35	40,5	250 (I)	103,74	—	126,0	139,44	157,08	731		25
			450 (II)	111,15	—	135,0	149,4	168,3	731		25
ОПН-35/42-10/1 УХЛ1	35	42	250 (I)	83,65	—	98,0	105,35	114,8	731		28
			450 (II)	88,43	—	103,6	111,37	121,36	731		28
ОПН-35/45-10/1 УХЛ1	35	45	250 (I)	90,82	—	106,4	114,38	124,64	731		28
			450 (II)	105	—	120	129	149	1260		—
ОПН-35/37-10/II УХЛ1	35	37	450 (II)	88,43	—	103,6	111,37	121,36	731		28
			450 (II)	90,82	—	106,4	114,38	124,64	731		28
ОПН-35/40,5-10/II УХЛ1	35	40,5	450 (II)	90,82	—	106,4	114,38	124,64	731		28
			400 (II)	105	—	120	129	149	1260		—
ОПНП-35/Л (ОПНО-35/II) УХЛ1	35	40,5	400 (II)	105	—	120	129	149	1260	25	—
			—	—	—	—	—	—	—		
ЗАО «Феникс—88»											—
ООО «АФ-Полимер», г. С.-Петербург											

Продолжение табл. 24.10

Тип ОПН	Класс напряжения сети, кВ	Диапазон наибольших рабочих напряжений, кВ	Класс пропускной способности на прямом токе, А	Остающееся напряжение (отношение оста- ющегося напря- жения к $U_{нр}$) при коммутационном импульсе 30/60 мкс, кВ		Остающиеся напряжения (отношение остающегося напряе- ния к $U_{нр}$) при грозовом импульсе 8/20 мкс, кВ				Высота (длина пути утечки), мм	Срок службы, лет	Масса, кг	Предприятие- изготовитель
				Амплитуда, А		Амплитуда, А							
				500	1000	5000	10 000	20 000					
ОПН-П1-3 П УХЛ1	3	3,6	400 (II)	8,7	—	10,6	11,3	—	(90)	25	2,2	ЗАО ВЗВА	
	ОПН-П1-6 П УХЛ1	6	7,2	400 (II)	17,3	—	17,6	21,2	—	(180)	25		3,6
	ОПН-П1-10 П УХЛ1	10	12	400 (II)	29,2	—	29,5	36	—	(300)	25		5,4
	ОПН-П1-35 П УХЛ1	35	40,5	400 (II)	101	—	102	120	—	(1050)	25		20
ОПН-КР/TEL-6 УХЛ1/УХЛ2	6	От 6 до 6,9	250 (I)	14,7	—	17,5	19,0	21,2	(235)	20	0,9	РК «Таврида— Электрик»	
ОПН-КР/TEL-10 УХЛ1/УХЛ2	10	От 10,5 до 12	—	25,5	—	30,4	33,0	—	(370)	20	1,3		
ОПН-П-0,38 УХЛ1	0,38	0,4	—	1,3	—	1,7	—	—	(25)	—	0,1	ЗАО ВЗВА	
ОПН-П-0,66 УХЛ1	0,66	0,8	—	2,6	—	3,4	—	—	(30)	—	0,13		
ОПНП-6/II УХЛ1	6	От 6,7 до 8,1	400 (II)	14,5	—	17,5	18,8	21,7	(250)	25	—	ООО «АФ-Полимер»	
ОПНП-10/II УХЛ1	10	От 10,5 до 12	400 (II)	26	—	30,4	32,3	37,3	(375)	25	—		
ОПНП-110/II УХЛ1	110	73	400 (II)	189	—	225	242	—	(3150)	25	13		
ОПНП-150/II УХЛ1	150	100	400 (II)	249	—	310	332	—	(4250)	25	28		
AZB03 УХЛ1	3	2,55	250 (I)	8,1	—	10	10,5	12	185 (400)	—	1,2	Филиал Группы Компаний «SICAME»	
AZB06 УХЛ1	6	5,1	250 (I)	15,6	—	19	29,5	24,1	185 (400)	—	1,4		
AZB12 УХЛ1	12	10,2	250 (I)	30,7	—	35,9	39,5	45,7	185 (400)	—	1,6		
AZB24 УХЛ1	24	19,5	250 (I)	53,4	—	64	70,5	81,6	254 (685)	—	2,4		
AZB36 УХЛ1	36	29,0	250 (I)	83,7	—	100	119,5	127,6	345 (1000)	—	3,2		

24.5. Ограничители перенапряжений

ОПН-РТ/TEL УХЛ2	3	4,0	550 (II)	9,6	—	11,5	12,5	14,0	—	—	—	РК «Таурида-Электрик»
	10	11,5	550 (II)	27,6	—	32,8	35,8	40,1	—	—	—	
	6	7,6	250 (I)	19,5	—	22,9	24,6	27,6	—	—	—	
	10	12,6	250 (I)	32,4	—	38,2	41	46	—	—	—	
	35	40,5	550 (II)	101	—	119	130	146	—	—	—	
ОПН/TEL УХЛ1	110/73	73	550 (II)	181	—	214	234	262	—	—	—	ОАО «ХК Электроавод»
	110/78	78	550 (II)	192	—	230	250	280	—	—	—	
	110/84	84	550 (II)	207	—	247	269	301	—	—	—	
	3	6	250 (I)	15,9	—	19,1	20,8	23,0	(341)	—	—	
	6	9	250 (I)	22,8	—	27,5	30,8	33,2	(412)	—	—	
Varistar УХЛ1	10	15	250 (I)	37,4	—	44,9	49,0	54,2	(554)	—	—	ЗАО АБВ УЭТМ
	20	30	250 (I)	70	—	84,4	91,8	101	(839)	—	—	
	35	42	250 (I)	124	—	148	162	179	(1479)	—	—	
	110	58	500 (II)	152	158	171	180	198	(3625)	—	35	
	110	72	500 (II)	184	190	214	225	248	(4540)	—	46	
Pexlim R УХЛ1	110	82,6	500 (II)	209	215	243	255	281	(4540)	—	46	
	110	98	500 (II)	246	253	285	300	330	(4540)	—	46	
	110	111	500 (II)	282	291	328	345	380	(4540)	—	46	
	110	58	900 (III)	139	143	161	170	187	(3625)	—	35	
	110	72	900 (III)	173	179	201	212	233	(3625)	—	35	
Pexlim Q УХЛ1	110	82,6	900 (III)	196	203	228	240	264	(3625)	—	35	
	110	98	900 (III)	231	238	268	282	311	(4540)	—	46	
	110	111	900 (III)	265	274	309	325	357	(4540)	—	46	
	110	58	1350 (IV)	—	141	156	164	180	(3625)	—	35	
	110	72	1350 (IV)	—	176	195	205	225	(3625)	—	35	
Pexlim P УХЛ1	110	83,4	1350 (IV)	—	201	223	235	257	(3625)	—	35	
	110	98	1350 (IV)	—	234	260	273	299	(4540)	—	46	
	110	111	1350 (IV)	—	270	299	314	344	(4540)	—	46	

Остающееся напряжение — наибольшее значение напряжения, которое возникает между выводами ОПН при протекании через него разрядного тока с данной амплитудой и длиной фронта.

24.6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НИЗКОГО И ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Все элементы распределительного устройства должны нормально и надежно выдерживать три типа воздействий, возникающих в процессе эксплуатации, а именно электрические, связанные с приложением напряжений и перенапряжений, тепловые воздействия длительных нормальных режимов и кратковременные тепловые воздействия короткого замыкания и, наконец, механические воздействия, особенно значительные в режиме короткого замыкания. Отражением возможностей электрических

аппаратов является каталожный набор технических характеристик, соответствующих российским и международным стандартам, которые проверяются и подтверждаются не только расчетным, но и экспериментальным путем.

Поскольку в действующих в настоящее время ГОСТ используются обозначения, принятые в директивах МЭК, то ниже приводится соотношение между обозначениями, используемыми в данном справочнике, и обозначениями по ГОСТ Р 50030.1—2000; ГОСТ Р 50030.2—99.

Аналогичными параметрами характеризуются и аппараты высокого напряжения.

В конструкциях аппаратов предусматриваются определенные изоляционные промежутки как по слою изоляции: газовой, жидкой или твердой, так и по поверхности твердой изоляции.

Рационально спроектированная конструкция аппарата соответствует требованиям нагрева токоведущих частей и контактных соединений, не превышающих

Параметр	Обозначение по справочнику	Обозначение ГОСТ, МЭК
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	U_n
Номинальное рабочее напряжение	$U_{\text{ном р}}$	U_e
Номинальное напряжение изоляции	$U_{\text{ном из}}$	U_i
Номинальное импульсное выдерживаемое напряжение	$U_{\text{ном имп}}$	U_{imp}
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	I_n
Номинальный рабочий ток	$I_{\text{ном р}}$	I_e
Номинальный длительный ток	$I_{\text{дл доп}}$	I_u
Номинальная наибольшая включающая способность	$I_{\text{ном наиб вкл}}$	I_{cm}
Номинальная наибольшая отключающая способность	$I_{\text{ном наиб откл}}$	I_{cn}
Номинальная наибольшая предельная отключающая способность	$I_{\text{ном наиб пр откл}}$	I_{cu}
Кратковременно выдерживаемый ток	$I_{\text{кр выд}}$	I_{cw}
Предельный ток селективности	$I_{\text{пред сел}}$	I_s
Номинальная наибольшая рабочая отключающая способность	$I_{\text{ном наиб раб откл}}$	I_{cs}

допустимые значения по нагреву как в номинальном режиме, так и в режиме короткого замыкания.

Конструкция аппарата подвергается испытаниям на механическую прочность при воздействии электродинамических сил, возникающих в режиме короткого замыкания.

Отдельно нужно рассматривать вопросы гашения электрической дуги, механических характеристик, безопасности персонала и удобства эксплуатации.

Таким образом, параметры и характеристики, приведенные в каталогах фирм-производителей, позволяют оценить возможности использования как отдельных аппаратов, так и комплектных распределительных устройств конкретной сети в нормальных условиях эксплуатации с учетом особенностей окружающей среды, а также в аварийных режимах. Условие нормального выбора — это превышение технических возможностей и характеристик аппарата в месте его установки в сети над значениями соответствующих параметров и характеристик этой сети, а также соблюдение соответствующих стандартов и технических рекомендаций, позволяющих повысить надежность систем электроснабжения.

Выбор электрических аппаратов низкого напряжения

Принципы выбора электрических аппаратов рассмотрим на примере простейшей схемы системы электроснабжения (рис. 24.1).

На каждом уровне этой системы определены рабочие токи I_{p1}, I_{p2}, \dots , типы, сечения кабелей и длины фазных, нейтральных и защитных проводников для определенной системы нейтрали (TT, TN или IT), что позволяет рассчитать токи короткого замыкания: трехфазные и однофазные, в местах предполагаемой установки аппаратов или оборудования, доступного для косвенного прикосновения.

Для выбора вводного автоматического выключателя главного распределительного щита низкого напряжения воспользуемся данными табл. 24.11 или рассчитаем номинальные токи по формуле:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ — номинальная мощность трансформатора, $\text{kB} \cdot \text{A}$; $U_{\text{ном}}$ — номинальное

Таблица 24.11. Параметры силовых трансформаторов 10 кВ

Мощность, $\text{kB} \cdot \text{A}$	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	$u_k, \%$	$R, \text{МОм}$	$X, \text{МОм}$	$Z, \text{МОм}$	I_k, kA
25	36	4	179	183	256	0,9
50	72	4	70,3	107	128	1,8
100	145	4	28	57,5	64	3,59
160	232	4	14,7	37,2	40	5,72
200	290	4	11,4	29,9	32	7,14
250	360	4	8,3	24,2	25,6	8,9
315	456	4	6,28	19,3	20,3	11,2
400	580	4	4,6	15,3	16	14,15
500	720	4	3,52	12,3	12,8	17,65
630	910	4	2,62	9,82	10,16	22,1
800	1155	4,5	2,55	8,63	9	24,8
1000	1445	5	1,94	7,76	8	27,8
1250	1805	5	1,54	6,87	7,04	31,4
1600	2300	6	1,13	5,89	6	36,6
2000	2890	7	0,9	5,53	5,6	39,1

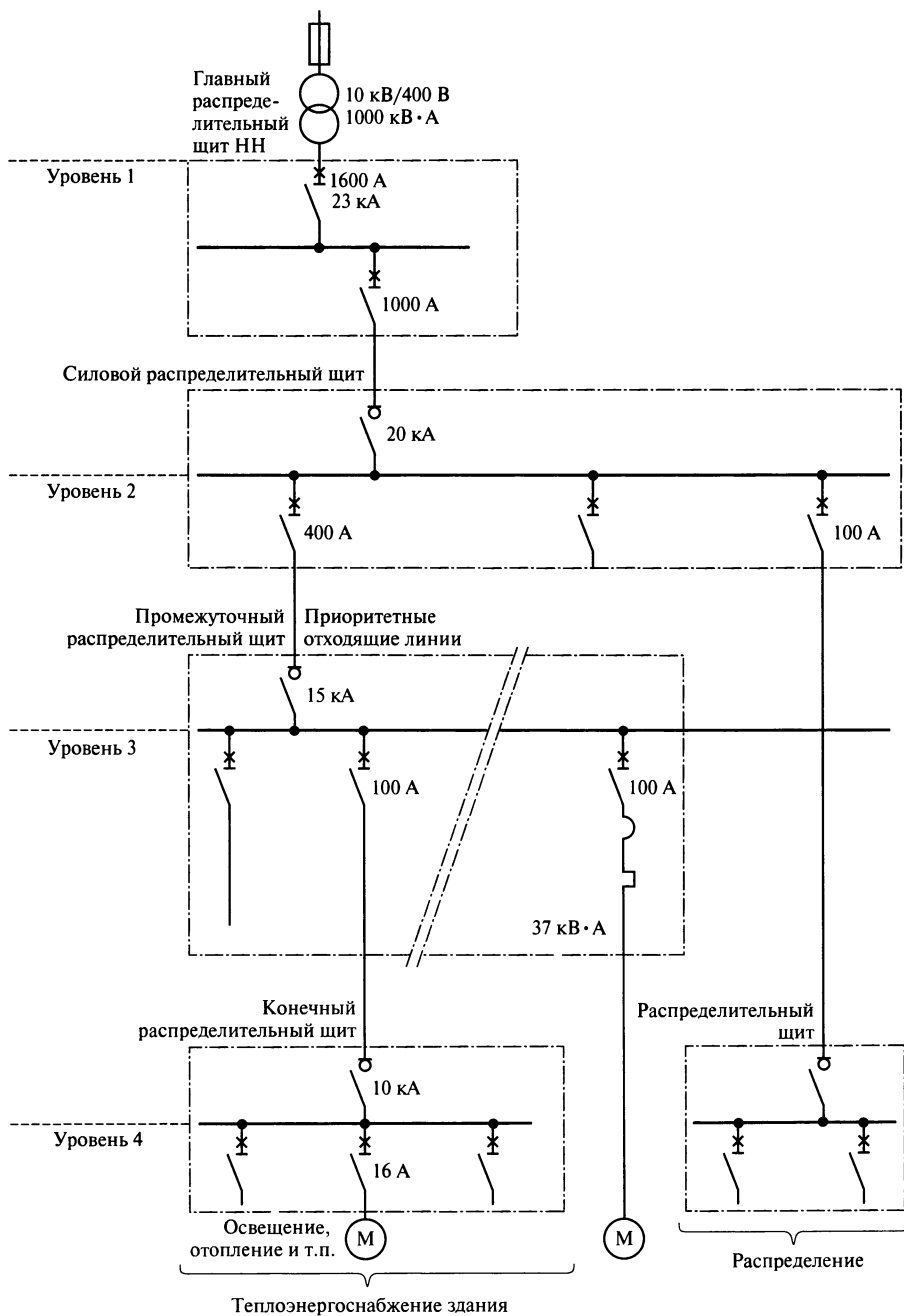


Рис. 24.1. Система электроснабжения с одним трансформатором

низкое напряжение, В; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток, А.

Токи короткого замыкания определяем по формуле, не учитывающей полное сопротивление питающей сети, т.е. дающей несколько завышенный результат:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = I_{\text{ном}} \frac{100}{u_{\text{к}}},$$

где $I_{\text{к}}^{(3)}$ — ток трехфазного короткого замыкания, кА; $u_{\text{к}}$ — напряжение на первичной обмотке трансформатора, создающее на вторичной обмотке при ее закоротке значение номинального тока, %.

Для трансформатора мощностью $S = 1000$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ, $I_{\text{ном ВН}} = 58$ А, $I_{\text{ном НН}} = 1445$ А, $I_{\text{к НН}}^{(3)} = 27,8$ кА система электроснабжения приведена на рис. 24.1.

Выбранный автоматический выключатель, например АВВ типа E_{max} E2N имеет следующие параметры: $U_{\text{ном.из}} = 1000$ В, $U_{\text{ном.имп}} = 12$ кВ, $U_{\text{ном.р}} = 690$ В, $I_{\text{ном}} = 1600$ А, $I_{\text{ном.наиб.откл}} = 42$ кА, $I_{\text{ном.раб.пред.откл}} = 100$ % ($I_{\text{ном.наиб.пред.откл}}$), $I_{\text{кр. выд}} = 42$ кА (односекундный), $I_{\text{ном.наиб.вкл}} = 88$ кА.

При выборе аппаратов защиты от сверхтока необходимо также руководствоваться указаниями ГОСТ Р 50571.5—94 (МЭК 364-4-43—77) по согласованию параметров проводников и защитных устройств в режиме перегрузки и короткого замыкания.

Защита от токов перегрузки. Под «зоной перегрузки» понимают диапазон значений тока и соответствующую часть кривых защитных характеристик автоматического выключателя между номинальным током автоматического выключателя и значением, в 8—10 раз превышающим номинальный ток. Это зона, в которой происходит срабатывание тепловой защиты у термомангнитных расцепителей и защиты типа L для электронных расцепителей.

Рабочая характеристика любого защитного устройства, защищающего кабель от

перегрузки, должна отвечать двум следующим условиям:

$$1) I_{\text{р}} \leq I_{\text{ном}} \leq I_{\text{дл.доп}};$$

$$2) I_2 \leq 1,45 I_{\text{дл.доп}},$$

где $I_{\text{р}}$ — рабочий ток цепи; $I_{\text{дл.доп}}$ — длительно допустимый ток кабеля; зависит от условий прокладки и типа изоляции; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток устройства защиты (для устройства защиты с регулируемыми характеристиками номинальным током $I_{\text{ном}}$ является ток выбранной установки); I_2 — ток, обеспечивающий надежное срабатывание устройства защиты, практически I_2 принимают равным току срабатывания при заданном времени срабатывания для автоматических выключателей и току плавления плавкой вставки при заданном времени срабатывания для предохранителей.

Иллюстрацией вышеуказанных условий являются времятоковые характеристики допустимой перегрузки кабеля и характеристики времени срабатывания автоматического выключателя с нерегулируемыми тепловым и электромагнитным расцепителями (рис. 24.2). Номинальный ток выключателя $I_{\text{ном}}$ выбирается близким и большим рабочего тока $I_{\text{р}}$ из нормированных величин (ГОСТ Р 50345—99).

Ток, при котором произойдет надежное срабатывание (отключение) выключателя I_2 (за время меньшее 1 ч), равен $1,45 I_{\text{ном}}$, если перегрузка начинается с момента начального включения цепи, и $1,13 I_{\text{ном}}$, если перегрузка появляется в длительно работающей цепи. Перегрузочная характеристика кабеля (кривая 4) должна располагаться правее защитной характеристики выключателя, что обеспечивает время перегрузки меньше допустимого. Результатом обеспечения этих соотношений являются рекомендуемые номинальные токи защитных аппаратов в функции сечения кабеля, способа их прокладки и вида изоляции (табл. 24.12).

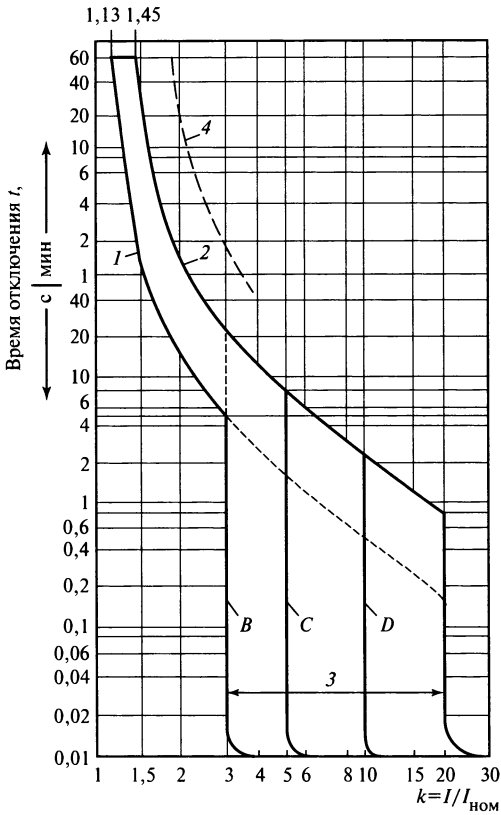


Рис. 24.2. Времятоковые характеристики автоматического выключателя и защищаемого кабеля:
1 — тепловой расцепитель в «горячем» состоянии; 2 — тепловой расцепитель в «холодном» состоянии; 3 — типы защитных характеристик электромагнитного расцепителя; 4 — перегрузочная характеристика кабеля; B, C, D — стандартизованные области срабатывания мгновенного магнитного расцепителя

Защита от токов короткого замыкания. Под «зоной короткого замыкания» понимают диапазон значений тока и соответствующую часть кривых защитных характеристик срабатывания автоматического выключателя, которые в 8—10 раз выше номинального тока автоматического выключателя. Это зона, в которой происходит срабатывание магнитной защиты у термомеханических расцепителей или защит S, D и I для электронных расцепителей.

Защита кабеля в режиме короткого замыкания предполагает отключение тока

Таблица 24.12. Рекомендуемые номинальные токи защитных аппаратов

Тип проводника или кабеля и способ прокладки	Сечение проводника, мм ²	Номинальные значения тока однофазной цепи, А		Номинальные значения тока трехфазной цепи, А	
		Предохранитель	Выключатель	Предохранитель	Выключатель
ПВХ в коробе, один кабель на короб	1,5	12	16	12	16
	2,5	20	20	16	20
	4	25	32	20	25
	6	32	40	32	32
	10	50	50	40	50
	16	63	70	63	63
ПВХ открыто	1,5	16	16	12	16
	2,5	20	25	20	20
	4	32	32	25	32
	6	40	40	32	40
	10	50	63	50	50
	16	80	80	63	70
Сшитый полиэтилен открыто	1,5	20	20	16	20
	2,5	25	32	25	25
	4	40	40	32	40
	6	50	50	40	50
	10	63	80	63	70
	16	100	100	80	80

за время меньше допустимого, определяемого или по кривым адиабатического нагрева для различных проводниковых и изоляционных материалов с учетом допустимых температур в нормальном режиме и режиме КЗ, или по расчетной формуле, приведенной ниже.

Время отключения полного тока короткого замыкания в любой точке цепи не должно превышать времени, в течение которого температура проводников достигает допустимого предельного значения.

Для короткого замыкания продолжительностью до 5 с время t , в течение которого превышение температуры проводников от наибольшего значения допускаемой температуры в нормальном режиме до предельно допустимой температуры в режиме КЗ, может быть приблизительно подсчитано по формуле:

$$\sqrt{t} = K \frac{s}{I_k},$$

где t — допустимое время протекания тока КЗ, с; s — сечение проводника, мм²; I_k — действующее значение тока короткого замыкания, А; $K = 115$ — коэффициент для медных проводников с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией; $K = 135$ — коэффициент для медных проводников с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой резины и этиленпропиленовой резины), с изоляцией из сшитого полиэтилена; $K = 74$ — коэффициент для алюминиевых проводников с поливинилхлоридной изоляцией; $K = 87$ — коэффициент для алюминиевых проводников с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой резины и этиленпропиленовой резины), с изоляцией из сшитого полиэтилена; $K = 115$ — коэффициент для соединений медных проводников, выполняемых пайкой, что соответствует температуре 160 °С.

Пример. Для кабеля с медной жилой сечением 10 мм², изоляция ПВХ, проложенного открыто, в трехфазной сети выбираем выключатель модульного типа $I_{ном} = 50$ А с защитной характеристикой типа С (см. рис. 24.2).

Для расчетного тока КЗ $I_k = 3000$ А определим предельно допустимую длительность его существования $t = K^2 \frac{s^2}{I_k^2} = 115^2 \frac{10^2}{3000^2} = 0,15$ с. Значение коэффициента K принято для медного проводника с ПВХ-изоляцией. Это время может быть

обеспечено только при срабатывании электромагнитного расцепителя автоматического выключателя.

Для характеристики С область вероятного срабатывания электромагнитного расцепителя $(5 \div 10)I_{ном}$, что соответствует токам 250—500 А. Поэтому для гарантированного срабатывания автоматического выключателя необходимо, чтобы ожидаемый ток КЗ был больше максимального тока срабатывания магнитного расцепителя. Собственное время срабатывания модульного автоматического выключателя по ГОСТ Р 50345—99 не должно превышать 0,1 с. Фактическое время срабатывания автоматического выключателя модульного типа не превышает 0,02 с, что существенно меньше расчетного допустимого времени 0,15 с. Выбранный автоматический выключатель обеспечивает защиту кабеля.

Условием надежного и бесперебойного электроснабжения является селективность защит, т.е. такая координация расположения защитных характеристик последовательно включенных автоматических выключателей, при которой в случае возникновения КЗ отключался бы только тот выключатель, в защищаемой цепи которого произошло это событие.

Селективность может быть токовая и временная, энергетическая и зонная. Токовая селективность обеспечивается за счет разных значений номинальных токов последовательно включенных защитных аппаратов. Так, если ток КЗ $I_{к(1)}$ такого значения, что $I_{1 уст} < I_{к(1)} < I_{2 уст}$, то токовая селективность выполняется (где $I_{1 уст}$ — максимальное значение тока срабатывания электромагнитного расцепителя 1-го автоматического выключателя; $I_{2 уст}$ — максимальное значение тока срабатывания электромагнитного расцепителя 2-го выше-расположенного автоматического выключателя). Токовая селективность выполняется, если время срабатывания 1-го автоматического выключателя $t_{1 раб} < t_{2 раб}$. Но в слу-

чае, когда $I_{1 \text{ уст}} < I_{2 \text{ уст}} < I_{к(2)}$, селективность отсутствует. Оба автоматических выключателя должны сработать почти одновременно под действием мгновенных электромагнитных расцепителей с небольшой разницей за счет разброса собственного времени отключения. Значение предельного тока селективности $I_{\text{пр.сел}}$, которое может быть получено, равно минимальному порогу мгновенного срабатывания защиты со стороны питания без какого-либо допуска $I_{\text{пр.сел}} = I_{3\text{min}}$.

Временная селективность представляет собой развитие предыдущей. В этом случае согласования кроме порога срабатывания по току определяется также время срабатывания: определенное значение тока вызывает срабатывание устройств защиты после определенного времени задержки, что позволяет обеспечить срабатывание любых устройств защиты, расположенных ближе к точке КЗ, исключая область, в которой произошла неисправность. В общем случае стратегия уставки заключается в постепенном повышении порогов тока и задержек срабатывания по мере приближения к источникам питания. Пороги срабатывания с задержкой должны учитывать допуски двух устройств защиты и действительные токи, которые протекают в этих устройствах.

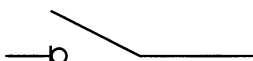
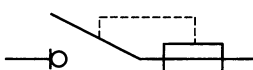
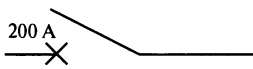
Энергетическая и зонная селективности более сложны в реализации и требуют консультации представителей технических служб фирм — изготовителей используемой защитной аппаратуры.

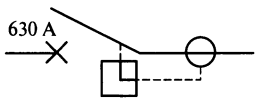
Выбор аппаратов высокого напряжения

В настоящее время в качестве вводного устройства трансформаторной подстанции 6—10/0,4 кВ практически повсеместно применяются комплектные распределительные устройства, изготовленные в заводских условиях. В качестве защитных аппаратов в них применяются предохранители с выключателями нагрузки и выключатели, не требующие обслуживания: элегазовые или вакуумные. Для рабочего напряжения 10 кВ защита предохранителями возможна для мощности трансформатора 1000 кВ · А, номинальный ток 80 А.

Выбор ячейки КРУ рассмотрим на примере серии RM6 фирмы «Schneider Electric». Комплектные распределительные устройства этого типа могут устанавливаться в радиальных и петлевых сетях 6, 10, 20 кВ, при этом осуществляются присоединение и защита одного или двух трансформаторов мощностью до 3000 кВ · А с помощью комбинации выключателя нагрузки и плавких предохранителей или силового выключателя.

Функции КРУ и технические характеристики:

Функции RM6	Обозначение	Схема
Сетевой выключатель нагрузки	I	
Защита трансформатора: комбинация выключателя нагрузки и плавкого предохранителя	Q	
Защита трансформатора: выключатель 200 А	D	

Защита линии: выключатель 630 А	В	
Технические характеристики		
Рабочее напряжение сети, кВ	6/10	
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты 50 Гц в течение 1 мин, кВ	42	
Импульсное выдерживаемое напряжение 1,2/50 мкс, кВ	95	
Сетевой выключатель нагрузки (функция I):		
Номинальный ток, А	400—630	
Ток термической стойкости, кА (1 с)	21—25	
Ток динамической стойкости, кА (мгн.)	52,5	
Защита трансформатора:		
Номинальный ток, А	200	
Выключатель нагрузки с плавким предохранителем (функция Q):		
Ток отключения, кА	21—25	
Ток динамической стойкости, кА (мгн.)	52,5—62,5	
Выключатель (функция D):		
Ток отключения, кА	21—25	
Ток динамической стойкости, кА (мгн.)	52,5—62,5	
Выключатель защиты линии (функция В):		
Номинальный ток, А	630	
Ток отключения выключателя, кА	21	
Ток динамической стойкости, кА (мгн.)	52,5	

Проанализируем технические характеристики, представленные выше.

Уровень изоляции определяется испытательными напряжениями промышленной частоты 42 кВ, что соответствует российским стандартам, и импульсным напряжением 95 кВ, что превышает требования российских стандартов. Ток отключения 25 кА превышает требуемое значение 14,5 кА, соответствующее мощности отключения $250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ($\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{к}}$).

Номинальный ток 200 А соответствует мощности трансформатора $3000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Ток динамической стойкости 52,5 кА определяется по амплитудному значению номинального тока отключения 21 кА с ударным коэффициентом 1,8:

$$I_{\text{уд}} = I_{\text{о.ном}} \sqrt{2} K_{\text{уд}} =$$

$$= 1,8 \sqrt{2} I_{\text{о.ном}} = 2,55 I_{\text{о.ном}}.$$

Таким образом, технические характеристики КРУ RM6 соответствуют российским и международным стандартам.

Справочное издание

**Анчарова Татьяна Валентиновна,
Бодрухина Светлана Степановна,
Буре Александр Борисович и др.**

**СПРАВОЧНИК ПО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЮ
И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ**

**Редактор И.П. Березина
Художественный редактор А.Ю. Землеруб
Технический редактор Т.А. Дворецкова
Корректоры Е.П. Севостьянова, В.В. Сомова
Компьютерная верстка В.В. Пак**

Подписано в печать с оригинала-макета 04.02.2010	Формат 70×100/16	
Бумага офсетная	Гарнитура Таймс	Печать офсетная
Усл. печ. л. 60,6	Усл. кр.-отт. 61,6	Уч.-изд. л. 66,5
Тираж 1000 экз.	Заказ № 363	С-018

ЗАО «Издательский дом МЭИ», 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14,
тел/факс: (495) 361-1681, адрес в Интернет: <http://www.mpei-publishers.ru>,
электронная почта: publish@mpei.ru, publish@mpei-publishers.ru

Отпечатано в ППП «Типография «Наука», 121099, Москва, Шубинский пер., д. 6.

