

А. С. Зеличенко,
Б. И. Смирнов,
Г. Д. Шишорина

УСТРОЙСТВО И РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

Одобрено Ученым советом
Государственного комитета СССР
по профессионально-техническому
образованию в качестве учебника
для средних профессионально-технических
училищ



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1985

ББК 31.279
3-49
УДК 621.311

Рецензент — инж. Б. В. Филиппов (Южные электросети
Мосэнерго)

Зеличенко А. С., Смирнов Б. И., Шишорина Г. Д.

3-49 Устройство и ремонт воздушных линий электропередачи и высоковольтных вводов: Учебник для сред. проф.-техн. училищ. — М.: Высш. шк., 1985. — 400 с., ил. — (Профессионально-техническое образование).

В пер.: 85 к.

Приведено описание устройства отдельных элементов воздушных линий электропередачи и высоковольтных вводов, рассказано о передовых методах выполнения текущих и капитальных ремонтов, организационной структуре обслуживания электрических сетей, организации энергетического производства, безопасности, гигиене и охране труда.

Книга может быть использована при профессиональном обучении рабочих на производстве.

З $\frac{2302040000-208}{052 (01)-85}$ 21-85

ББК 31.279
6П2.13

*Абрам Симхович Зеличенко,
Борис Иванович Смирнов,
Галина Дмитриевна Шишорина*

УСТРОЙСТВО И РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

Зав. редакцией Э. М. Концевая. Редактор М. И. Сорокина.
Мл. редакторы В. А. Короткина, М. Б. Кочерова. Художник
В. Н. Хомяков. Художественный редактор Л. Громова. Техни-
ческий редактор Э. М. Чижевский. Корректор Г. А. Четчикова

ИБ № 4996

Изд. № ЭГ-72. Сдано в набор 28. 09. 84. Подп. в печать 19.03.85.
Т-05054. Формат 84×108/32. Бум. тип. № 3. Гарнитура литературная.
Печать высокая. Объем 21 усл. печ. л. 21 усл. кр.-отт. 22,12
уч.-изд. л. Тираж 22 000 экз. Заказ № 3734. Цена 85 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4,
Неглинная ул., д. 29/14

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени
МПО «Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова»
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
113054, Москва, Валовая, 28

© Издательство «Высшая школа», 1985

После победы Октябрьской революции Коммунистическая партия развернула огромную работу по созданию электроэнергетической базы для проведения электрификации страны. Еще в 1917—1918 гг. В. И. Ленин принимает решение о строительстве крупных электростанций: Шатурской и Каширской тепловых электростанций под Москвой и Волховской гидроэлектростанции под Петроградом. В 1920 г. ставится задача составления единого Государственного плана электрификации страны — плана ГОЭЛРО. В. И. Ленин оказывал огромную помощь в составлении плана ГОЭЛРО. По этому плану было намечено в течение 10—15 лет соорудить 30 районных электростанций (20 тепловых и 10 гидравлических) на общую мощность 1750 тыс. кВт, создать на этой базе крупную машинную промышленность, провести реконструкцию сельского хозяйства и электрификацию железных дорог.

VIII Всероссийский съезд Советов в декабре 1920 г. одобрил план ГОЭЛРО, а в декабре 1921 г. Совет Народных Комиссаров утвердил постановление «О плане электрификации России».

Широко развернувшееся строительство новых электрических станций и линий электропередачи, улучшение качества эксплуатации электростанций и электрических сетей, создание высококвалифицированных кадров энергетиков обеспечили значительное перевыполнение заданий плана ГОЭЛРО по развитию электроэнергетики и основных отраслей промышленности. Так, вместо намеченных планом 30 электростанций было построено 40. Уже в 1935 г. СССР по производству электроэнергии перегнал такие экономически развитые капиталистические страны, как Англия, Франция и Италия, и занял третье место в мире после США и Германии.

Дальнейшее интенсивное развитие народного хозяйства страны и его электроэнергетики было прервано Великой Отечественной войной 1941—1945 гг. После героической победы советского народа над гитлеровской Германией была развернута огромная работа по восстановлению и быстрому развитию электроэнергетического хозяйства страны. Это

позволило СССР уже в 1947 г. выйти по производству электроэнергии на первое место в Европе и второе — в мире.

В последующий период в электроэнергетике СССР произошли существенные качественные изменения, изменения структуры выработки и потребления электрической энергии.

В настоящее время на основе решений партии и правительства и Пленумов ЦК КПСС разработана Энергетическая программа СССР на длительную перспективу, которая призвана обеспечить решение стратегических задач долгосрочного экономического развития страны. Она направлена, в частности, на ускорение развития атомной энергетики и продолжение поиска новых источников энергии, на создание надежной системы электроснабжения и энергообеспечения на основе внедрения новейших достижений науки и техники.

Интенсивное развитие получило сооружение атомных электростанций главным образом в европейской части СССР. Ввод мощности на атомных электростанциях составляет 20—25% общего ввода мощности по стране.

Электрификация народного хозяйства страны является одним из главных условий создания материально-технической базы коммунизма. Электрификация неразрывно связана с комплексной механизацией, автоматизацией и химизацией производства, что коренным образом изменяет условия труда и ведет к замене неквалифицированного труда высококвалифицированным. Только на базе электрификации может быть обеспечен такой уровень производства, который необходим для построения коммунизма. «Коммунизм — это есть Советская власть плюс электрификация всей страны» — эти слова В. И. Ленина стали девизом развития народного хозяйства нашей Родины.

Для обеспечения все возрастающей потребности нашей страны в электрической энергии сооружаются мощные тепловые, атомные и гидравлические станции. Широкий размах энергетического строительства предусматривает концентрацию мощностей электростанций благодаря освоению генераторов мощностью 500, 800, 1000 и 1200 МВт. С вводом электростанций большой мощности осуществляются дальнейшая централизация производства и распределения электрической энергии путем ускоренного развития электрических сетей и последовательного осуществления работ по созданию Единой энергетической системы СССР.

В создании отдельных объединенных энергосистем и Единой энергетической системы СССР основную роль иг-

рают линии электропередачи сверхвысокого напряжения 330—1150 кВ. Первые в СССР линии 400—500 кВ (Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва протяженностью 900 км и Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Урал длиной около 1100 км) были введены в эксплуатацию в 1956—1957 гг.

В конце 50-х годов были введены первые линии 330 кВ в Днепровской энергосистеме. В последующие годы началось интенсивное строительство линий 330 кВ на Украине, в Южных, а затем и в Западных районах страны, а линий 500 кВ — в Сибири и в Центральных районах СССР.

Первая опытно-промышленная линия 750 кВ Канавково — Москва была введена в 1967 г., а первые промышленные линии 750 кВ на Украине — в 1971—1973 гг. Протяженность линий электропередачи 330, 500 и 750 кВ к началу 1984 г. составила соответственно 27, 31,8 и 3,6 тыс. км.

В рамках Совета Экономической Взаимопомощи (СЭВ) путем сооружения межгосударственных линий 400 и 750 кВ создана объединенная энергетическая система «Мир».

В 1983 г. завершено сооружение первых участков промышленной электропередачи 1150 кВ Экибастуз — Урал, которая является первой в мире промышленной линией такого класса напряжения.

Для решения грандиозной задачи электрификации всей страны продолжается дальнейшее развитие электрических сетей 35—220 кВ, связывающих электростанции и подстанции, а также распределительных сетей 0,4—20 кВ.

Протяженность линий электропередачи напряжением 35—750 кВ к началу 1984 г. составила 852,7 тыс. км и напряжением 0,4—20 кВ — 3729 тыс. км. Такое широкое строительство электросетей позволит уже в ближайшее время осуществить электроснабжение городов и потребителей в сельской местности от единых энергосистем.

Задача дальнейшего внедрения электрификации в сельское хозяйство намечена в Продовольственной программе страны, принятой на майском (1982 г.) Пленуме ЦК КПСС. В связи с этим особое внимание в настоящее время уделяется дальнейшему совершенствованию конструкций и надежности электрических сетей 0,4—20 кВ.

Надежность электроснабжения потребителей в значительной мере зависит от уровня эксплуатации электрических сетей. При интенсивном увеличении протяженности электрических сетей необходимо обеспечить такие условия эксплуатации, когда при минимальных затратах труда, ма-

териалов и оборудования обеспечивается надежная работа электрических сетей.

Важнейшей составной частью электрических сетей являются воздушные линии электропередачи (ВЛ).

Повышению уровня эксплуатации линий способствует внедрение более совершенных конструкций — железобетонных опор, железобетонных подножников и свай для фундаментов, опор на оттяжках с более низким расходом металла, подвесных изоляторов из закаленного стекла и сварных соединений проводов, не требующих периодического контроля с помощью измерительных приборов, горячей оцинковки металлических опор и металлических деталей железобетонных опор, что позволяет в значительной мере сократить трудовые затраты и расход материалов на ремонты в процессе эксплуатации. Однако при сооружении новых линий встречаются серьезные недостатки, которые приводят к удорожанию и усложняют эксплуатацию линий, а также снижают надежность их работы.

Высоковольтные вводы — это один из основных элементов трансформаторов, реакторов и некоторого другого электрооборудования электростанций и подстанций энергосистем.

В процессе эксплуатации высоковольтных вводов отдельные их части могут повреждаться, и вводы необходимо ремонтировать на месте их установки или в мастерских.

В энергосистемах Советского Союза нашло широкое распространение комплексное централизованное обслуживание линий и подстанций с помощью ремонтных механизированных станций (РМС), сооружаются специальные ремонтные производственные базы (РПБ) и ремонтно-эксплуатационные пункты (РЭП) электрических сетей. В книге отражается опыт применения этого метода обслуживания электрических сетей, позволяющего повысить производительность труда монтеров, занятых эксплуатацией линий и подстанций.

Большое значение для обеспечения высокого уровня эксплуатации линий электропередачи и подстанций, целью которого является надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей, имеет повышение профессионального мастерства и культурно-технического уровня рабочих.

Подготовка электромонтеров по ремонту воздушных линий электропередачи и электрослесарей по ремонту высоковольтных вводов проводится в средних ПТУ, которые занимают ведущую роль в подготовке квалифицированных кадров для народного хозяйства СССР.

**УСТРОЙСТВО ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ****§ 1. Основные определения и нормы**

В энергетическую систему входят электростанции, воздушные и кабельные линии электропередачи, подстанции и тепловые сети, связанные между собой общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления энергии.

Электрическая часть энергосистемы состоит из генераторов, распределительных устройств, электрических сетей (подстанций и линий электропередачи различных напряжений) и электроприемников.

Линии электропередачи напряжением выше 1 кВ являются основным элементом электрических сетей. Их сооружают для передачи электрической энергии от электрических станций и подстанций в различные точки энергосистемы, а также непосредственно к потребителям.

Линии электропередачи переменного тока, как правило, выполняют трехфазными. Распределительные сети напряжением 0,4 кВ обычно имеют четвертый заземленный провод — «нулевой». На отдельных участках эта сеть может быть как трехфазной, так и с меньшим числом фаз, в том числе двухфазной, фаза — «нуль».

Линии электропередачи постоянного тока обычно выполняют двухполюсными, хотя в отдельных случаях возможно использование в качестве одного из полюсов земли.

Воздушной линией электропередачи* называется устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или в отдельных случаях к кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т. п.).

Трасса линии — это полоса земли, на которой сооружена линия.

Линия состоит из следующих основных конструктивных элементов:

опор различных типов и назначений для подвески проводов и грозозащитных тросов,
фундаментов опор,

* Воздушную линию электропередачи в дальнейшем для сокращения будем называть линией.

проводов различных конструкций и сечений для передачи по ним электрического тока,
грозозащитных тросов для защиты линий от грозových разрядов,
изоляторов или гирлянд изоляторов для изоляции проводов от заземленных частей опоры,
линейной арматуры для крепления проводов и тросов к изоляторам и опорам, а также для соединения проводов и тросов,
заземляющих устройств и трубчатых разрядников для отвода токов молнии или токов короткого замыкания в землю.

Проектирование и сооружение линий ведется в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ), а также техническими условиями и правилами для линий напряжением выше 500 кВ. Проектирование строительных конструкций опор и фундаментов производится на основании «Строительных норм и правил» (СНиП). Обслуживание линий осуществляется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации» (ПТЭ).

ПУЭ устанавливают требования к линиям напряжением до 500 кВ включительно, исходя из назначения этих линий: чем выше напряжение линии, тем больше передаваемая по ней мощность и тем больший ущерб для народного хозяйства наносится при повреждении и выходе из работы линии. Поэтому к линиям более высокого напряжения предъявляются и более строгие требования.

Требования к линиям напряжением выше 500 кВ определяются по специально разработанным нормам. Разработаны правила устройства для линий 750 кВ (ПВЛ-750), которые в дополнение к ПУЭ-76 устанавливают требования к вновь проектируемым линиям 750 кВ. В составе проектов первых промышленных линий 1150 кВ также разработаны нормативы для линий 1150 кВ. После накопления необходимого опыта проектирования строительства и эксплуатации этих линий будут разработаны общие правила устройства и для линий 1150 кВ.

Линии напряжением до 1000 В предназначены для передачи и распределения электроэнергии на небольшие расстояния внутри городов, поселков и деревень до вводов в дома или на предприятия. Эти линии в городах часто делают кабельными.

Линии напряжением 2—110 кВ используются для передачи электроэнергии от районных подстанций к населенным пунктам и предприятиям на расстояние 10—20 км.

Линии напряжением 110—330 кВ (а иногда и 500 кВ) предназначены для передачи больших мощностей между электрическими станциями и крупными районными подстанциями для электроснабжения крупных городов или экономических районов на расстояние от 30 до 600 км.

Линии напряжением 500 кВ используются для передач мощности до 1000 МВт и служат для связи различных энергетических систем, находящихся на расстоянии до 1000 км.

Линии напряжением 750 кВ служат для передачи мощности 2—2,5 тыс. МВт на расстояние до 1000 км.

Уникальные линии ультравысокого напряжения 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока служат для передачи очень больших мощностей (4—6 тыс. МВт) на расстояние 2000—2500 км и более.

Основной особенностью линий, определяющей их конструктивное выполнение, является подверженность линий воздействиям ветра, температуры, атмосферных осадков, гололеда, грозы и т. п. При этом возможны различные сочетания этих воздействий.

Для линий разных напряжений ПУЭ предусмотрены различные расчетные климатические условия, т. е. сочетания воздействия внешних атмосферных нагрузок (ветра и гололеда) на элементы линий.

Нормативные скорости ветра принимаются, не менее:

16 м/с	для	линий	напряжением	до 1000 В
21	»	»	свыше 1000 В	до 3 кВ
25	»	»	6—330 кВ	
30	»	»	500 кВ и выше	

Нормативная толщина стенки гололеда принимается не менее 0,5 см для всех линий напряжением до 330 кВ и не менее 1,0 см для линий напряжением 500 кВ и выше.

На основании данных, полученных в результате достаточно продолжительных наблюдений над температурой воздуха, скоростью ветра, интенсивностью и удельной массой гололеда в районе, где сооружается линия, могут быть приняты для расчета другие, более высокие значения указанных величин.

Вся территория СССР делится на пять районов по гололеду (I, II, III, IV и особый) и семь районов по ветру (I—VII).

Для различных условий работы линий различают наибольшую и наименьшую температуры воздуха, принимаемые как абсолютные максимум и минимум температур в

данном районе, и среднеэксплуатационную (среднегодовую) температуру воздуха. Температуру при гололеде обычно принимают -5°C и только для отдельных районов СССР к востоку от Енисея -10°C .

Определение расчетных климатических условий для линии, как правило, производится в соответствии с картами климатического районирования, помещенными в ПУЭ, технических условиях и СНиП, или составленными специально для данного района или области региональными картами.

Все элементы линии могут работать в нормальном, аварийном или монтажном режимах.

Нормальным режимом называется состояние линии при необорванных проводах и тросах, *аварийным* — состояние линии при частично или полностью оборванных проводах и тросах, *монтажным* — состояние линии в условиях монтажа опор, проводов и тросов.

Для каждого режима работы предусматриваются соответствующие требования к конструктивным элементам линии. Кроме того, в ПУЭ предусмотрены требования к линиям, проходящим в разных местностях с различной плотностью населения.

Населенная местность — это земли городов в пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны, курорты, земли поселков городского типа в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов в пределах черты этих пунктов.

Застроенная местность — это территория городов, поселков и сельских населенных пунктов в границах фактической застройки, защищающей линии с обеих сторон от поперечных ветров.

Ненаселенной местностью называют земли единого государственного земельного фонда, за исключением населенной и труднодоступной местности. К ненаселенной местности относят незастроенные местности, хотя бы и часто посещаемые людьми, доступные для транспорта и сельскохозяйственных машин, сельскохозяйственные угодья, огороды, сады, местности с отдельными редко стоящими строениями и временными сооружениями.

Труднодоступная местность — это местность, недоступная для транспорта и сельскохозяйственных машин.

Для проезда вдоль трассы линий 110 кВ и выше и для подъезда к ним расчищается полоса земли шириной не менее 2,5 м от насаждений, пней, камней и т. д.

На заболоченных участках трассы предусматривается

устройство пешеходных мостиков или насыпей для проведения осмотров и ремонтов линий.

Кроме названных при проектировании, сооружении и эксплуатации линий пользуются некоторыми специальными понятиями и терминами. Ниже приводятся основные из них.

Анкерные опоры — это опоры, на которых производят натяжку проводов и тросов.

Транспозиционные опоры — это анкерные опоры, на которых провода разных фаз меняют свое взаимное расположение.

Анкерный участок, или анкерный пролет, — расстояние по трассе линии между двумя соседними анкерными опорами.

Промежуточные опоры — это опоры между соседними анкерными опорами, к которым подвешиваются провода.

Промежуточный пролет — это участок линии между соседними промежуточными опорами.

Габаритный пролет — это пролет, длина которого определяется нормированным вертикальным габаритом от проводов до земли при установке опор на ровной местности.

Ветровой пролет — это длина участка линии, давление ветра на провода или тросы с которого воспринимаются опорой.

Весовой пролет — это длина участка линии, масса проводов или тросов которого воспринимается опорой.

Угол поворота линии — точка, где меняется направление трассы линии и устанавливаются анкерные или промежуточные угловые опоры.

Переходный пролет — это пролет в месте пересечения линии с инженерными сооружениями (дороги, каналы, линии и т. п.) или естественными преградами (реки, озера, ущелья и т. п.).

Габариты проводов линии — вертикальное расстояние от проводов до земли, поверхности воды или льда при пересечении водных преград или до пересекаемых инженерных сооружений, а также расстояния от проводов линии до элементов опор, кроны деревьев, строений и проводов других фаз линии.

Большими переходами называются пересечения линии с судоходными реками, проливами и каналами, на которых устанавливаются опоры высотой 50 м и более, а также пересечения любых водных пространств с пролетом пересечения более 700 м независимо от высоты опор линии.

В табл. 1 приведены допускаемые расстояния от прово-

**Т а б л и ц а 1. Минимальные расстояния от проводов линий
до поверхности земли**

Условия работы линии	Характеристика местности	Минимальные расстояния, м, при напря- жении линии, кВ								
		до 1	2—35	110	150	220	330	400—500	750	1150
При нормаль- ном ре- жиме	Населенная	6	7	7	7,5	8	8	10— 12	—	—
	Ненаселенная	6	6	6	6,5	7	7,5	8	12	17,5
	Труднодо- ступная	3,5	5	5	5,5	6	6,5	7	10	14,5
	Недоступные склоны гор, ска- лы, утесы	1	3	3	3,5	4	4,5	5	7	8,5
	Районы тунд- ры, степей, пу- стынь с почва- ми, непригод- ными для земле- деления	6	6	6	6	6,5	6,5	7	10	14,5
При обрыве провода в сосед- нем про- лете	Населенная местность в ме- стах пересече- ний улиц, про- ездов и т. п.	—	4,5	4,5	5	5,5	6	—	—	—

дов до поверхности земли в нормальном и аварийном режи-
мах. В населенной местности расстояния от проводов до
зданий и сооружений в нормальном режиме допускаются
не менее 3 м для линий напряжением до 35 кВ, 4 м — 110—
150 кВ, 5 м — 220 кВ, 6 м — 330 кВ. Прохождение линий
400 кВ и выше над зданиями и сооружениями, как правило,
не допускается.

При необходимости прохождения линий напряжением
330 кВ и выше в населенной местности габарит от проводов
до земли рекомендуется принимать исходя из обеспечения
допустимой напряженности электрического поля под ли-
нией не более 5 кВ/м на уровне 1,8 м от поверхности земли.
При этом габарит для линий 330 и 500 кВ должен быть уве-
личен соответственно с 8 до 10 и 15 м, а для линий 750 кВ —
принят 23 м.

Транспозиция проводов — это изменение порядка расположения проводов на опорах. На линии обычно бывает один цикл транспозиции, т. е. каждая фаза поочередно по длине линии занимает положение всех трех фаз на опоре.

Шаг транспозиции — это расстояние между соседними транспозиционными опорами.

Стрела провеса провода или троса — это вертикальное расстояние от прямой, соединяющей точки подвеса провода или троса на соседних опорах, до любой точки провода или троса в пролете (рис. 1). Если точки подвеса находятся на одном уровне, то наибольшая стрела провеса провода будет в середине пролета.

Габаритной стрелой провеса провода называется наибольшая стрела провеса в габаритном пролете.

Стрела провеса проводов связана с длиной пролета и напряжением в материале провода следующей зависимостью:

$$f = (\gamma l^2) / 8\sigma,$$

где f — стрела провеса, м, γ — удельная нагрузка на провод, Н/(м·мм²), l — длина пролета, м, σ — напряжение в проводе, МПа.

Тяжение провода или троса — это усилие, действующее по оси провода или троса (в Н или кН).

Напряжение в проводе или тросе — это удельное тяжение на 1 мм² сечения провода или троса (в МПа).

Удельные нагрузки на провода и тросы — это нагрузки от гололеда, давления ветра и собственной массы проводов и тросов, отнесенные к 1 м длины и 1 мм² сечения провода или троса.

Погонные нагрузки — это те же нагрузки от массы провода, гололеда, и давления ветра, но отнесенные только к 1 м длины провода или троса.

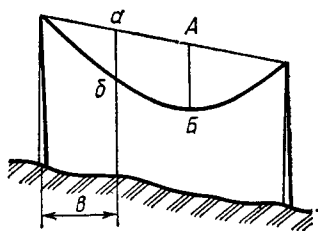


Рис. 1. Положение провода в пролете:

А — Б — наибольшая стрела провеса провода, а — б — стрела провеса провода на расстоянии в от опоры

§ 2. Основные положения Правил технической эксплуатации

Эксплуатация линий производится в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» — ПТЭ. Знание и выполнение ПТЭ является

обязательным для всех работников, занятых на эксплуатации линий и высоковольтных вводов.

Весь производственный персонал электрических станций и сетей до назначения на самостоятельную работу или при переводе на другую работу (должность) обязан пройти производственное обучение и знать следующие правила и инструкции в объеме, соответствующем занимаемой должности: правила технической эксплуатации (ПТЭ), правила безопасности (ПТБ), правила устройства электроустановок (ПУЭ), производственные инструкции, технический минимум по обслуживанию оборудования.

Периодическая проверка знания рабочими ПТЭ и инструкций производится не реже одного раза в два года, а знания ПТБ — один раз в год. На лиц, нарушивших ПТЭ или ПТБ, накладывают взыскания (в зависимости от степени и характера нарушения) в административном или судебном порядке. Лица, допустившие в работе нарушения правил и должностных инструкций, могут подвергаться внеочередной проверке знаний.

В случаях, когда при очередной или внеочередной проверке знаний ПТЭ и ПТБ работник получает неудовлетворительную оценку, не позднее чем через месяц назначается повторная проверка. С работником, получившим неудовлетворительную оценку при повторной проверке знаний ПТЭ, ПТБ и производственных инструкций, должен быть в установленном законом порядке расторгнут трудовой договор по причине недостаточной квалификации.

Проверка знаний производится комиссией. Каждому работнику, успешно прошедшему проверку знаний, выдается удостоверение, где указывается оценка и квалификационная группа по ПТБ.

Все лица, принимаемые на работу по обслуживанию электроустановок, проходят медицинское освидетельствование.

С целью непрерывного повышения знаний по устройству и эксплуатации линий электропередачи ПТЭ предусматривают следующие формы подготовки персонала:

групповое или индивидуальное обучение для повышения квалификации,

изучение ПТЭ, ПТБ и ПУЭ,

производственный инструктаж.

Для подготовки персонала на каждом предприятии электрических сетей должен быть организован учебно-тренировочный полигон.

Прием линий и подстанций в эксплуатацию производит специальная комиссия, которая проверяет законченность основных и вспомогательных сооружений, определяет качество выполненных работ и проверяет необходимую техническую документацию. При сдаче новой линии в эксплуатацию производится фазировка (т. е. проверка совпадения фаз трехфазного переменного тока на подстанциях, которые соединяет включаемая линия) и включение линии под напряжение.

Линии электропередачи 110 кВ и выше должны быть, как правило, оснащены приборами для дистанционного определения мест повреждений.

Для выявления дефектов на линиях и вводах периодически производят осмотры, ревизии и профилактические измерения их конструктивных элементов. Эти работы производят в строго установленные строки.

В процессе эксплуатации линии ремонтные работы производят на основе результатов осмотров, профилактических измерений, проверок и ревизий. При ремонтных работах запрещено изменять конструкции элементов линий или высоковольтных вводов, а также способы закрепления опор в грунте без соответствующего обоснования и разрешения руководства предприятия электросети.

Помимо указанного ПТЭ регламентирует вопросы организации диспетчерского управления, производства переключений в электрических установках, а также технико-экономические показатели и ведение технической документации.

§ 3. Правила охраны и требования к трассам линий электропередачи

Причинами, вызывающими отключение линий, часто являются повреждения их в результате недопустимого приближения различных механизмов к проводам, задевания машинами проводов и опор, падения деревьев на провода, набросов и т. д. Для обеспечения сохранности высоковольтных электрических сетей и предотвращения несчастных случаев существуют «Правила охраны электрических сетей». Они распространяются на все действующие, проектируемые и сооружаемые высоковольтные электрические сети. Соблюдение их обязательно для всех учреждений, организаций и отдельных лиц.

Для линий электропередачи, проходящих по ненаселенной местности, «Правилами» устанавливается понятие «охранная зона», в пределах которой запрещается производ-

ство каких-либо работ (за исключением сельскохозяйственных), без согласования с организацией, эксплуатирующей линии.

Величина охранной зоны зависит от напряжения линии и определяется параллельными прямыми, отстоящими от крайних проводов линии на расстояние, равное для линий напряжением до 20 кВ включительно 10 м, для 35 кВ — 15 м, для 110 кВ — 20 м, для 150—220 кВ — 25 м, для 330—500 кВ — 30 м, для 750 кВ — 40 м и для ВЛ 1150 кВ — 55 м.

На переходах линий через судоходные водоемы (реки, каналы, озера и т. п.) охранные зоны устанавливаются в виде участков водного и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов на расстоянии 100 м.

Участки земли и водных пространств охранных зон линий не изымаются у землепользователей, но при их использовании должны строго соблюдаться действующие Правила охраны электрических сетей.

Указанными Правилами запрещается производить всякого рода действия, которые могут нарушать нормальную работу линий и других установок электрических сетей, привести к их повреждению или к несчастным случаям с людьми. Так, например, запрещается повреждать опоры, провода и заземляющие устройства, разбивать или расстреливать изоляторы, набрасывать на провода и тросы или приближать к ним посторонние предметы, запускать воздушные змеи и модели, подниматься на опоры и т. п. В пределах охранных зон линий не разрешается ставить скирды хлеба, стога сена, штабеля торфа и лесоматериалов, устраивать склады кормов, удобрений, топлива, организовывать полевые станы, разводить огонь и т. д.

Все предприятия, организации и граждане, которые обнаружили оборванный, лежащий на земле или провисший провод линии электропередачи, а также угрозу падения опоры или обрыва проводов, обязаны немедленно сообщить об этом ближайшему предприятию электрических сетей или местному органу Советской власти.

Линии электропередачи сверхвысокого напряжения (330 кВ и выше) могут оказывать неблагоприятное влияние на людей и животных, длительное время находящихся в непосредственной близости к линии без соблюдения ряда специальных требований техники безопасности и без использования специальных средств защиты. Это влияние обуславливается высокой напряженностью электрического поля вблизи ВЛ. Зона вблизи линии, в пределах которой

проявляется вредное влияние линии, называется *санитарно-защитной зоной*. В пределах этой зоны напряженность электрического поля превышает 1 кВ/м. Ширина этой зоны зависит от габаритов линии и ее напряжения и определяется «Санитарными нормами и правилами защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты».

Границы санитарно-защитной зоны вдоль трассы линии без специальных средств для снижения напряженности электрического поля, как правило, совпадают с границами охранной зоны линий напряжением 330 кВ и выше. Сельскохозяйственные земли, находящиеся в пределах санитарно-защитных зон линий сверхвысокого напряжения, рекомендуются использовать для выращивания сельскохозяйственных культур, не требующих ручной обработки.

Для линий электропередачи, проходящих по лесным массивам, устанавливается ширина просек в зависимости от высоты насаждений и их ценности. Для низкорослых насаждений высотой до 4 м ширина просеки должна быть не менее расстояния между крайними проводами, увеличенного на 3 м в каждую сторону от проводов, что обусловлено необходимостью проезда под проводами для производства ремонтных работ на линии и удобством производства самих работ. При высоте деревьев более 4 м ширина просеки определяется возможностью падения деревьев на провода и должна быть не менее длины траверсы опор и дополнительно высоты основного лесного массива в каждую сторону от крайних проводов. Отдельные деревья на краю просеки, превышающие высоту основного массива и могущие при падении задеть провода линии, вырубает.

Для линий напряжением 750 кВ и выше вследствие большой длины поддерживающих гирлянд, отклонение проводов с гирляндами под действием ветра может достигать больших величин — более 15 м. В случае сравнительно небольшой высоты лесного массива ширина просеки, определенная по условию падения деревьев, может оказаться недостаточной и при сильных ветрах могут происходить перекрытия с отклоненных проводов на крону деревьев на краю трассы. Поэтому для таких линий ширина просеки принимается большей из полученной для двух условий: исключение падения деревьев на провода и исключение перекрытия с проводов на крону стоящих деревьев.

Ширина просек в парках, заповедниках, зеленых зонах вокруг населенных пунктов, ценных лесных массивах и

защитных лесонасаждениях устанавливается по согласованию с организацией, в ведении которой находятся эти насаждения. Расстояние от проводов линии при наибольшем их отклонении от кроны деревьев должно быть не менее 2 м для линий напряжением до 20 кВ, 3 м — для 35—110 кВ, 4 м — для 150—220 кВ, 5 м — для 330—500 кВ, 6 м — для 750 кВ и 8 м — для 1150 кВ. При прохождении линии над фруктовыми садами с высотой деревьев до 4 м и над лесополосами с насаждениями высотой не более 4 м вырубка просек не выполняется.

При прохождении линий через лесные массивы расчистка просек и обрезка деревьев производятся предприятиями, эксплуатирующими эти линии. При прохождении их через парки, сады, ценные лесные массивы и т. д. обрезка деревьев может производиться также предприятиями, организациями и индивидуальными владельцами садов, в ведении которых находятся эти насаждения, при условии строгого соблюдения порядка, установленного предприятием — владельцем линии электропередачи.

Для обеспечения сохранности линии при переходах через автомобильные дороги и судоходные реки устанавливают специальные сигнальные знаки. Их установка и эксплуатация при пересечении с дорогами возлагаются на владельцев этих дорог по согласованию с органами ГАИ.

Знаки, устанавливаемые на переходах линий через автомобильные дороги, по своим размерам соответствуют общим требованиям для дорожных знаков согласно Правилам дорожного движения. Они устанавливают наибольший габарит транспортных средств, допускаемый для проезда под проводами линии на данном переходе. На переходах линий напряжением 330 кВ и выше через автомобильные дороги дополнительно устанавливают также дорожные знаки «Остановка запрещается».

Для предотвращения повреждений проводов линий высокими мачтами судов, а также в целях обеспечения безопасности движения на речном транспорте «Правилами плавания по внутренним водным путям СССР» предусматривается установка на берегу вблизи переходов линий через судоходные реки сигнальных знаков. Установка этих знаков имеет целью предупредить экипажи судов о проходящих над рекой проводах воздушных линий, недопустимости стоянки судов под проводами линий и о необходимости предпринять соответствующие меры предосторожности, а в отдельных случаях опустить высокие мачты.

Сигнальный знак воздушных переходов линий выполня-

ется в виде белого диска диаметром 1 м, имеющего две вертикальные красные полосы шириной по 20 см и укрепленного на столбе, окрашенном чередующимися полосами белого и черного цветов.

Для освещения сигнального знака в ночное время диск снабжается двумя сигнальными огнями желтого цвета, расположенными горизонтально. Плоскость диска (щита) лицевой стороной должна быть обращена навстречу подходящим к переходу судам. Эти сигнальные знаки устанавливаются бассейновым управлением водного пути и вносятся им в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты по требованию организации эксплуатирующей ВЛ.

В целях обеспечения безопасности полетов самолетов, а также для обеспечения нормальной работы линий электропередачи опоры линий высотой до 50 м, расположенные на расстоянии до 4 км от летной полосы аэродромов, и опоры высотой 50 м и более, расположенные на расстоянии от 4 км до конца полосы воздушных подходов аэродромов, подлежат специальной маркировке и светоограждению.

Для опор линий, расположенных на местности, над которой проходят воздушные трассы полетов самолетов, необходимость и условия маркировки определяются по согласованию с органами Министерства гражданской авиации и Министерства обороны СССР.

В этих случаях опоры ВЛ подлежат маркировочной раскраске в виде нанесения на конструкции опоры красно-(оранжево)-белых полос шириной от 2 до 15 м, а в ночное время опоры должны быть ограждены установкой сигнальных огней красного цвета, располагаемых в их верхних частях и ниже через каждые 20—30 м для аэродромных и не более 50 м — для линейных препятствий. К таким опорам относятся в большинстве случаев специальные переходные опоры, устанавливаемые в местах пересечения линий с судоходными и сплавными реками и другими водными преградами.

В целях предохранения опор линий от повреждений «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4—500 кВ» устанавливают величину площади, изымаемой у землепользователей как во временное пользование на период строительства, так и постоянно под опоры линий электропередачи. Постоянному изъятию подлежат только площадки, занимаемые основанием опоры плюс 1—2 м по периметру вокруг опоры (для ВЛ до 1 кВ — 1 м, а для ВЛ 20 кВ и выше — 2 м).

Для обеспечения сохранности линий служат вспомога-

тельные устройства и сооружения: отбойные тумбы, ледорезы, габаритные ворота.

Отбойные тумбы — это железобетонные или металлические столбы высотой 0,5—0,6 м, закапываемые в землю вблизи ног или оттяжек опор, расположенных непосредственно у проезжей части дорог. Они предназначены для защиты опор от случайных наездов транспорта.

Ледорезы служат для защиты опор и фундаментов опор, устанавливаемых в поймах рек, по которым возможен ледоход, от ударов льдин и навалов льда. Ледорезы устанавливают со стороны возможного воздействия льда. Конструкция, количество и размеры ледорезов зависят от глубины затопления поймы во время ледохода, размеров и толщины льдин, скорости течения воды во время ледохода, конструкции опор и фундаментов. В качестве ледорезов могут служить монолитные железобетонные фундаменты самих опор, земляные насыпи вокруг опор, защищенные каменной наброской или железобетонными плитами, кусты железобетонных свай, сочетание железобетонных свай с натянутыми между ними стальными тросами.

Габаритные ворота устанавливают на пересечениях линий с автомобильными дорогами, если габарит над дорогой недостаточен, а также на подъездных железнодорожных путях, где могут провозиться негабаритные грузы.

§ 4. Опоры

Материал опор. Опоры линий делают деревянными, металлическими или железобетонными.

Древесина является наиболее дешевым материалом для сооружения опор. Особенно эффективно применение деревянных опор в лесных районах страны. Для деревянных опор используют сосну, лиственницу, ель и пихту. Существенным недостатком древесины является ее подверженность гниению. Одной из наиболее стойких пород древесины является лиственница. Сосна уступает лиственнице по прочности и гнилостойкости, однако она легко подвергается пропитке специальными составами — антисептиками, препятствующими гниению древесины.

Различают маслянистые антисептики, не растворимые в воде, и водорастворимые антисептики. Маслянистые антисептики — это продукты переработки нефти. Пропитке маслянистыми антисептиками можно подвергать только сухую древесину. Для пропитки водорастворимыми антисептиками древесина, наоборот, должна иметь повышенную влаж-

ность. Антисептик диффундирует в глубь древесины, если столб сухой, диффузия не происходит.

Антисептирование деталей деревянных опор водорастворимыми антисептиками может производиться как перед установкой их на линии, так и непосредственно на линиях, находящихся в эксплуатации.

Ель и пихта незначительно уступают сосне по прочности, но очень плохо поддаются антисептированию и применяются только для линий напряжением до 35 кВ, линий связи и иногда в качестве вспомогательных элементов опор на линиях напряжением выше 35 кВ.

В последние годы началось применение для изготовления деталей деревянных опор клеевой древесины. Стойки и траверсы из клеевой древесины имеют обычно прямоугольное сечение и изготавливаются на заводах из отдельных досок толщиной 3—4 см и длиной 3 до 6 м, склеенных между собой по специальной технологии. Сечение стоек и траверс может меняться по длине. Такие детали требуют меньше древесины при той же прочности, лучше противостоят гниению.

Для изготовления металлических опор применяется обычная углеродистая сталь Ст3 и низколегированная высокопрочная сталь разных марок и в редких случаях алюминиевые сплавы. Основным недостатком стальных опор является подверженность их коррозии, незащищенная поверхность опоры под действием влаги и воздуха покрывается слоем ржавчины, что через некоторое время может привести к потере прочности конструкции. Особенно велика коррозия стальных опор линий, находящихся в зоне уносов промышленных предприятий, а также на берегах морей и соленых озер.

В качестве средства защиты стальных опор от коррозии широкое применение находит горячая оцинковка металлоконструкций. Однако внедрение оцинковки встречает ряд серьезных затруднений. Это прежде всего отсутствие на заводах достаточных производственных мощностей для горячего цинкования всех изготавливаемых опор. Кроме того, горячее цинкование опор требует изменения технологии сварки. Конструкции со сваркой элементов внахлестку цинковать нельзя, так как при этом места наложения элементов друг на друга не оцинковываются. Необходим переход на сварное соединение элементов встык, что требует более тщательной технологии, а при нарушениях приводит к резкому снижению надежности соединения. Следует отметить, что размеры ванн, в которых производится горячая

оцинковка металлоконструкций, весьма ограничены, что требует соответствующего конструктивного выполнения самих опор, которые должны состоять из сравнительно небольших секций.

В связи с этим основные конструкции стальных опор, допускающие горячую оцинковку,— это болтовые опоры, собираемые с помощью болтовых соединений из отдельных оцинкованных элементов в основном без применения сварки. Кроме того, для защиты опор применяют различные антикоррозионные лаки и краски.

Весьма перспективным, с точки зрения защиты металлических опор от коррозии, является применение специальных коррозионно-устойчивых сталей. В зарубежной практике такие стали уже нашли применение в линейном строительстве. В нашей стране в качестве такой стали может использоваться низколегированная сталь 10ХНДП и 10ХСНД. Проектирование конструкций опор из этой стали дает высокие технико-экономические результаты. Более высокая прочность стали этих марок по сравнению с обычными углеродистыми сталями позволяет снизить массу опор. В результате стоимость опоры оказывается ниже, чем из обычной углеродистой стали. Оцинковка таких опор не требуется, что еще более улучшает их технико-экономические показатели.

Широкое применение при сооружениях линий получил железобетон. На изготовление железобетонных опор требуется значительно меньше металла, чем для металлических, хотя сооружение линий на железобетонных опорах несколько дороже, чем на деревянных, и примерно равно по стоимости линиям на металлических опорах. Но применение железобетонных опор весьма эффективно, так как они не подвергаются коррозии и гниению. Эксплуатация железобетонных опор значительно проще, чем деревянных и металлических. Металлические детали, применяемые при сооружении железобетонных опор, должны быть оцинкованы горячим способом или защищены соответствующими антикоррозионными покрытиями.

Железобетонные опоры различают по способу уплотнения бетона: они бывают вибрированные и центрифугированные. Железобетонные опоры из вибрированного бетона могут быть различных профилей: двутаврового, квадратного, прямоугольного (рис. 2, а, б). Опоры такого типа изготавливают и применяют для линий до 35 кВ и линий связи. Центрифугированные железобетонные опоры изготавливают из высокопрочного бетона, уплотнение бетона опоры создается

за счет вращения ее вокруг продольной оси в специальной форме — центрифуге. При достаточно большой скорости вращения бетон уплотняется за счет центробежных сил. Сечение центрифугированных опор кольцеобразное, стойки опор могут быть коническими или цилиндрическими (рис. 2, в).

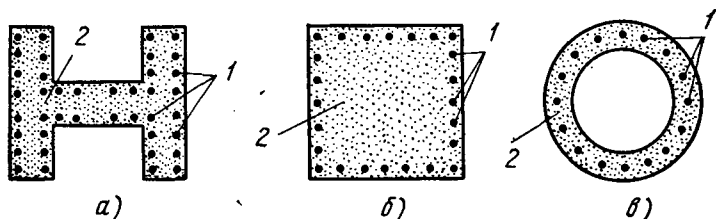


Рис. 2. Поперечное сечение стоек железобетонных опор:
а — двутавровое, б — квадратное, в — кольцевое; 1 — стальные стержни арматуры, 2 — бетон

Для изготовления железобетонных опор на заводах или полигонах требуется специальное технологическое оборудование и пропарочные камеры. Качество железобетонных опор в процессе их изготовления должно строго контролироваться от начала (приготовления раствора и гравия) до конца (прочность бетона).

В качестве арматуры для железобетонных опор применяют стальные стержни и проволоку. Железобетонные опоры в зависимости от вида применяемой арматуры делятся на опоры с ненапряженной, частично напряженной и полностью напряженной арматурой. В бетоне опор с ненапряженной арматурой, при изготовлении которых стержни продольной арматуры не подвергаются предварительному напряжению, при возникновении растягивающих усилий появляются трещины. Совместное действие влаги, воздуха и переменных нагрузок ведет к выкрашиванию бетона в трещинах, бетон и вместе с ним опора теряют прочность.

Для предотвращения образования трещин при изготовлении железобетонных опор к части продольных стержней арматуры прикладываются растягивающие усилия. После затвердевания бетона стержни создают в бетоне предварительные напряжения сжатия. В таких опорах раскрытие трещин происходит при значительно больших нагрузках, чем у опор с ненапряженной арматурой, и сокращается расход металла на изготовление опор. У опор с предварительным напряжением всей продольной арматуры вместо стержней применяется высокопрочная стальная проволока.

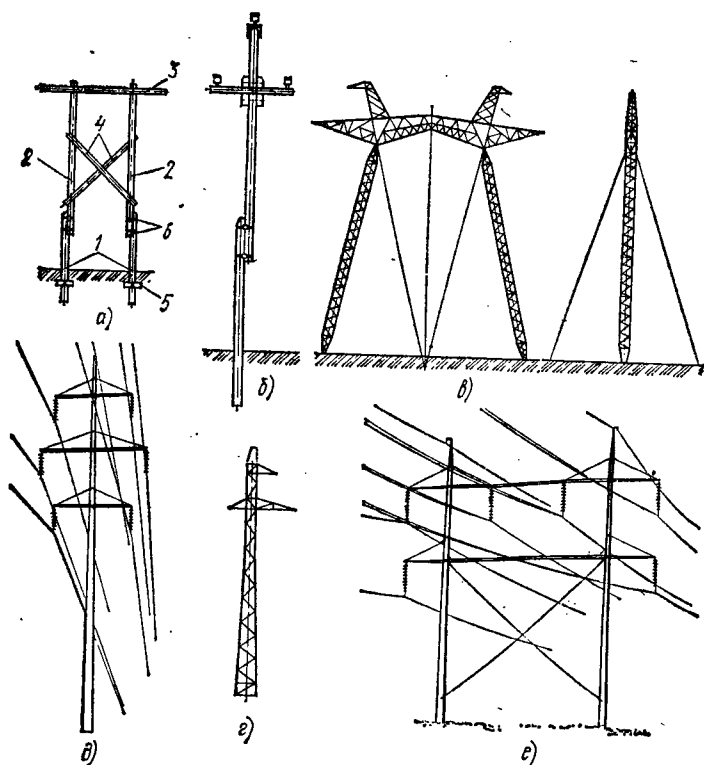
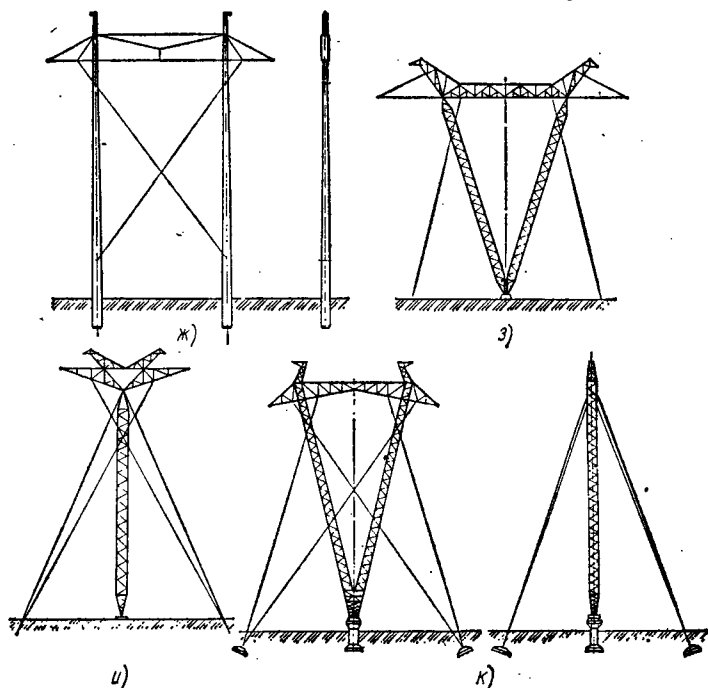


Рис. 3. Конструкции промежуточных опор:

а — деревянная П-образная, *б* — деревянная типа «свечка», *в* — металлическая порталная с оттяжками, *г* — металлическая свободностоящая одноцепная, *д* — железобетонная одностоечная двухцепная, *е* — железобетонная двухстоечная

Трещины в таких опорах при расчетных нагрузках не возникают. Появление в бетоне даже волосяных трещин представляет опасность из-за малого суммарного поперечного сечения продольной арматуры, которая будет корродировать при попадании в трещины влаги.

В последние годы для изготовления отдельных элементов опор находят применение стеклопластики и другие полимерные материалы. Применение этих материалов в ряде случаев позволяет отказаться от применения изоляторов и улучшить технико-экономические показатели линий электропередачи. В настоящее время из стержневого однонаправленного стеклопластика диаметром 12—20 мм изготавливают штыри для изоляторов ВЛ 6—20 кВ и изолирующие тра-



двухцепная, *ж* — железобетонная порталная с внутренними связями, *з* — V-образная металлическая с оттяжками для линии 1150 кВ, *и* — металлическая одностоечная T-образная для линии постоянного тока 1500 кВ, *к* — V-образная металлическая с расщепленными оттяжками типа «Набла»; 1 — пасынки, 2 — стойки, 3 — траверсы, 4 — раскосы, 5 — ригели, 6 — бандажи

версы для ВЛ 6—10 кВ. Ведутся работы по созданию изолирующих траверс для ВЛ 35—220 кВ и гибких траверс для опор на оттяжках 220 кВ и выше, а также изолирующих оттяжек для линий сверхвысокого напряжения.

Типы опор. По назначению различают следующие типы опор: промежуточные, анкерные, угловые и специальные.

Промежуточные опоры (рис. 3) наиболее часто встречаются на линии. Они предназначены для поддержания проводов на прямых участках трассы. Провода крепятся к опорам через поддерживающие гирлянды изоляторов. В нормальном режиме опоры этого типа воспринимают нагрузки от массы смежных полупролетов проводов и тросов, изоляторов, линейной арматуры и отдельных элементов опоры, а также ветровые нагрузки, обусловленные давлением ветра на провода, тросы и саму опору.

В аварийном режиме промежуточные опоры рассчиты-

вают на условные усилия вдоль оси линии, которые имитируют нагрузки на опоры, возникающие при обрыве проводов или грозозащитных тросов.

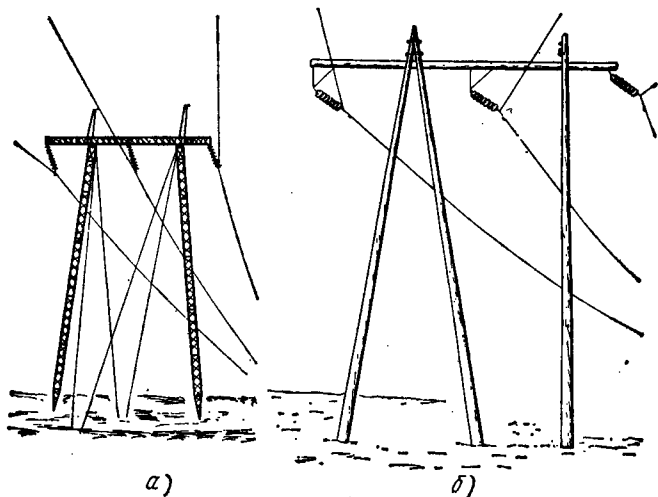


Рис. 4. Конструкции промежуточных угловых опор:

а — металлическая порталная с оттяжками, б — деревянная для углов поворота до 20° , г

Угловые опоры могут быть промежуточными и анкерными. Промежуточные угловые опоры (рис. 4) применяют обычно при небольших углах поворота трассы (до 20°). На промежуточные угловые опоры в нормальном режиме кроме нагрузок, указанных для обычных промежуточных опор, действуют суммарные усилия от тяжения по проводам и тросам в смежных пролетах, приложенные в точках подвеса проводов и тросов на опоре и направленные по биссектрисе угла поворота линии.

Анкерные угловые опоры (рис. 5) по количеству составляют обычно небольшой процент опор на линии (около 10—15%). Применение анкерных угловых опор обусловлено условиями монтажа линий; требованиями, предъявляемыми к пересечениям линий с различными объектами, естественными препятствиями и др. Они применяются на линиях в случае, когда промежуточные угловые опоры не обеспечивают необходимой надежности работы. Анкерные угловые опоры могут служить в качестве концевых опор, т. е. таких опор, с которых провода линии идут в распределительное

устройство подстанции или станции. На линиях, трассы которых проходят в тяжелых условиях, например в горной местности, а также на линиях, проходящих в населенной местности, количество анкерных угловых опор увеличивается. Провода к анкерным угловым опорам крепятся через натяжные гирлянды изоляторов. В нормальном режиме на эти опоры кроме нагрузок, указанных для промежуточных опор, действует разность тяжений по проводам и тросам в смежных пролетах и равнодействующие тяжений по проводам и тросам. Обычно все угловые опоры устанавливают так, что равнодействующие тяжений направлены по оси траверсы опоры. В аварийном режиме анкерные опоры рассчитывают на обрыв проводов одной или двух фаз либо одного троса при любом числе фаз и тросов на опоре.

Анкерные концевые опоры отличаются тем, что рассчитаны на полное тяжение всех проводов и тросов линии со стороны только одного из прилегающих пролетов. Концевые опоры обычно устанавливают перед подстанциями или станциями, от которых отходит линия, в начале отпаек от линий и некоторых других случаях.

Специальные опоры могут быть ответвительными, транспозиционными и переходными.

На ответвительных опорах (рис. 6, а) в отличие от обычных установлены дополнительные траверсы, служащие для присоединения и разведения проводов ответвления и основной линии.

Транспозиционные опоры служат для изменения взаимного расположения проводов линий напряжением 110 кВ и выше (рис. 6, б). Эти опоры отличаются от обычных анкерных угловых опор наличием дополнительных гирлянд изоляторов и траверс, позволяющих менять расположение проводов. Иногда для осуществления транспозиции приходится кроме основной опоры устанавливать рядом специальные стойки.

Переходные опоры отличаются от других типов опор большей высотой мест крепления проводов и тросов (рис. 6, в). Эти опоры применяют для осуществления переходов через различные инженерные сооружения (мосты, подвесные канатные дороги), естественные преграды (овраги, реки, озера), а также линии электропередачи. В зависимости от предъявляемых требований переходные опоры могут быть различной высоты и разного типа — анкерными, концевыми и промежуточными.

При выполнении переходов через реки, каналы, озера

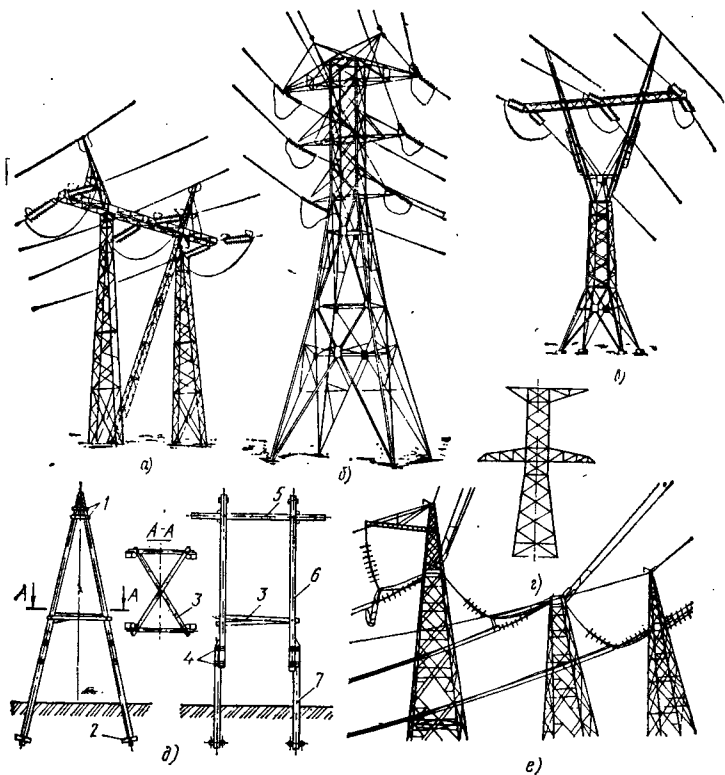


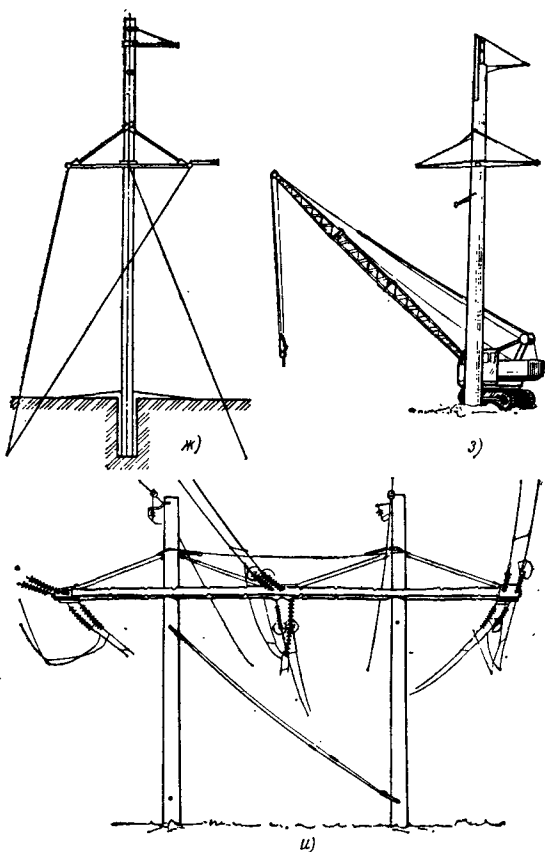
Рис. 5. Конструкции анкерных угловых опор:

а — одноцепная металлическая порталная, *б* — двухцепная металлическая, *в* — металлическая типа «Рюмка», *г* — металлическая Т-образная, *д* — деревянная АП-образная, *е* — трехстоечная металлическая для линий 500—1150 кВ, *ж* —

и т. п. с регулярным судоходством переходные или смежные с ними опоры должны быть анкерными концевыми.

Разработка проектов и изготовление специальных переходных опор для каждого перехода, как правило, связаны с очень большими трудозатратами и требуют длительного времени. В последнее время разработаны и нашли применение типовые переходные опоры высотой до 100 м для линий 110—330 кВ. Разработаны одноцепные и двухцепные промежуточные переходные опоры с высотой подвески нижнего провода фазы (до траверсы) от 40 до 70—80 м с градацией через 10 м. Разработаны также соответствующие концевые одноцепные и двухцепные опоры (рис. 6, *з*, *д*).

По конструктивному выполнению опоры могут быть



одностоечная железобетонная с оттяжками, з — одностоечная железобетонная свободностоящая для линий 35—110 кВ, и — двухстоечная железобетонная для линий 220—330 кВ; 1 — подтраверсные брусья, 2 — ригели, 3 — раскосы, 4 — бандажи, 5 — траверсы, 6 — стойки, 7 — пасынки

одноцепными и двухцепными (многоцепными), предназначенными для подвески соответственно одной, двух и более параллельно идущих линий (см. рис. 3, 4, 5). На двухцепную опору расходуют обычно меньше металла, древесины или железобетона, чем на две одноцепные опоры. С применением двухцепных опор значительно сокращается объем земляных работ, уменьшается ширина просек в лесных массивах, размеры земельной площади, отчуждаемой под опоры и ширина коридоров линий в населенной местности. Поэтому стоимость сооружения двухцепной линии ниже, чем

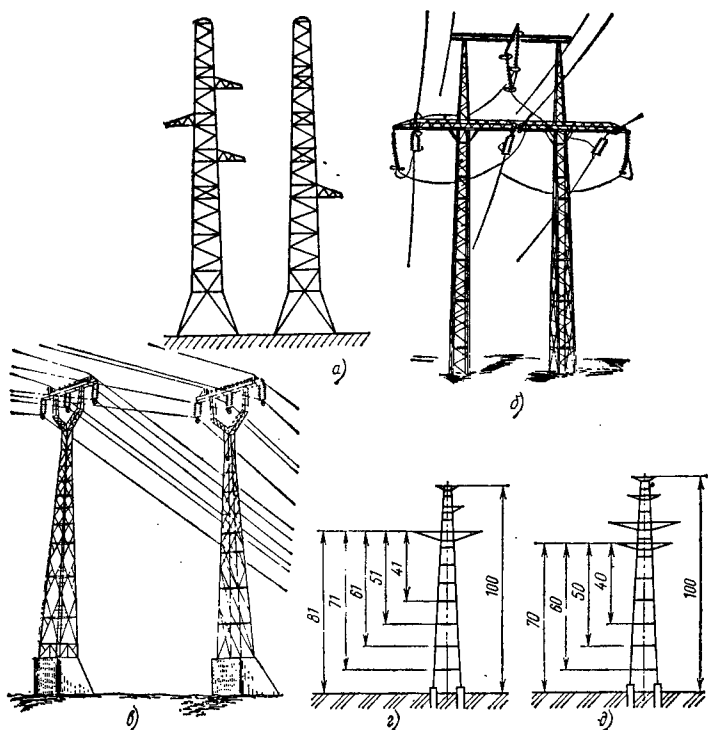


Рис. 6. Конструкции специальных опор:

а — ответвительная, *б* — транспозиционная, *в* — переходные, *г* — типовые переходные для линий 35—330 кВ высотой до 100 м одноцепные, *д* — то же, двухцепные

двух одноцепных. Эксплуатация двухцепной линии также дешевле, чем двух одноцепных. В настоящее время двухцепные линии электропередачи строятся в основном на напряжение до 330 кВ включительно. Следует, однако, иметь в виду, что линии на двухцепных опорах имеют несколько пониженную надежность по сравнению с двумя одноцепными линиями: при повреждении двухцепной опоры выходят из строя обе линии. Кроме того, двухцепные опоры с одним тросом, как правило, менее грозоупорны, чем одноцепные. Тем не менее применение двухцепных опор эффективно, так как разрушение их происходит редко, а повреждения из-за атмосферных перенапряжений чаще всего не вызывают длительного перерыва электроснабжения.

В последнее время с целью экономии земли под трассы

ВЛ в густо населенных районах и в парковых зонах разрабатываются четырехцепные и даже шестицепные опоры для ВЛ 35—330 кВ и двухцепные опоры для ВЛ 500 кВ.

§ 5. Конструкции деревянных опор

Наиболее распространенной конструкцией промежуточных деревянных опор линий напряжением 35—220 кВ является П-образная опора (см. рис. 3, а). В качестве анкерных угловых опор чаще всего применяются АП-образные опоры (см. рис. 5, д). Все элементы деревянной опоры делятся на основные — пасынки, стойки, траверсы и вспомогательные — раскосы, распорки, подтраверсные брусья, ригели и подкосы.

Пасынки — нижняя часть опоры, заглубляемая в землю. При больших расчетных нагрузках на каждую стойку опоры устанавливают по два пасынка. Пасынки являются одной из наиболее подверженных загниванию деталей опор. Поэтому за последние 20 лет широкое применение нашли пасынки из железобетона, что существенно облегчило эксплуатацию линий на деревянных опорах.

Для линий 6—10 кВ в основном применяют железобетонные пасынки из вибробетона длиной 3,25 и 4,25 м, имеющие трапециевидное сечение и рассчитанные на изгибающий момент перпендикулярно оси линии от 12 до 22 кН м. Для линий 35—110 кВ более целесообразно применение центрифугированных железобетонных пасынков длиной 4,5—6,5 м кольцевого или многогранного сечения диаметром 0,35—0,5 м.

Стойки — верхняя часть опоры, к которой крепится траверса. Каждая стойка соединяется с пасынком двумя проволочными бандажами. Стойка и пасынок образуют ногу опоры. Они воспринимают воздействие основных нагрузок на опору в нормальном и аварийном режимах. Две ноги АП-образной опоры соединяются между собой в вершине и образуют А-образную ферму.

Траверса служит для подвески проводов на гирляндах изоляторов. На промежуточных опорах без троса (см. рис. 3, а) траверсу крепят к стойкам на 0,25 м ниже вершины стойки, на опорах с тросом — на 2—2,5 м ниже вершины, что определяется условиями грозозащиты линии. Траверса воспринимает нагрузки, обусловленные массой проводов, изоляторов и арматуры, а в аварийном режиме — также тяжение по проводам. Длина траверсы зависит от расстояния между проводами фаз, т. е. от напряжения ли-

нии, и составляет обычно 6,5 м для линий напряжением 35 кВ, 8,5 м — для 110 кВ и 11 м — для 220 кВ. Крайние гирлянды изоляторов крепятся к траверсе на расстоянии 0,25 м от ее концов, а одна гирлянда — посередине траверсы. Места крепления траверсы к стойке обычно находятся посередине между средней и крайней фазами. Одинарные траверсы анкерной опоры размещаются между стойками А-образных ферм опоры, сдвоенные — снаружи.

На линиях 6—20 кВ штыревые изоляторы крепятся по концам траверсы на специальных стальных штырях. На линиях 0,4 кВ и часто на линиях 6—10 кВ траверсы у одностоечных опор вообще отсутствуют, и крепление проводов осуществляется непосредственно к стойке с помощью штыревых изоляторов на специальных крюках.

Раскосы и распорки служат для улучшения условий работы основных элементов деревянных опор. Усилия, действующие на распорки и раскосы, незначительны. Раскосы промежуточной опоры увеличивают жесткость опоры, снижают величину изгибающих моментов, действующих на стойки опоры. Раскосы и распорки анкерных угловых опор образуют вместе с основными деталями жесткую конструкцию, хорошо воспринимающую усилия, направленные вдоль траверсы опоры.

Подтраверсные брусья устанавливают только на анкерных угловых опорах, они служат для крепления траверсы к стойкам. Количество подтраверсных брусьев зависит от нагрузок на опору и колеблется от четырех до восьми. На угловых опорах один или два бруса имеют квадратное сечение, в брусьях делается врубка по размеру траверсы, и они воспринимают значительную часть усилия по оси траверсы, разгружая болты, крепящие траверсу к стойкам.

Грозозащитные тросы обычно подвешивают непосредственно к стойкам опоры. Однако при недостаточной длине стоек применяются специальные тросостойки (часто металлические), крепящиеся на конце основной стойки.

Ригели служат для повышения прочности заделки опор в грунте. Размер, количество и глубина заложения ригелей зависят от нагрузок на опору и свойств грунта, в котором устанавливается опора. В плотных грунтах установка ригелей может оказаться ненужной. В таких грунтах применяют сваи-пасынки, заглубляемые на глубину до 2,5 м. Установка ригелей на опорах линий, проходящих по болотам, торфяникам, может не обеспечить необходимой прочности заделки опоры в грунте. В этих случаях вместо пасынков в грунт забивают сваи длиной до 11—13 м, которые

проходят через слой слабого грунта и заглубляются в плотный грунт на 1,5—2 м, что обеспечивает необходимую прочность заделки. При установке на сваях анкерных угловых опор под каждую стойку опоры забивают две сваи, по периметру опоры на высоте около 0,5 м делается из бревен горизонтальная обвязка, к которой с помощью металлических хомутов крепятся пасынки опоры.

Кроме П- и АП-образных деревянных опор, применяемых на линиях 35—220 кВ, на линиях напряжением 35 кВ и ниже с проводами меньших сечений применяют промежуточные одностоечные опоры типа «свечка» (см. рис. 3, б). К стойке опоры крепится одна или две траверсы. При одной траверсе провода крепятся на штыревых изоляторах: два — на концах траверсы и один — на торце стойки. При двух траверсах они располагаются под углом 30° к горизонту и провода крепятся на подвесных изоляторах. Такие опоры разработаны и для линий 110 кВ. Опоры типа «свечка» обладают меньшей прочностью, чем П-образные. На линиях до 10 кВ с опорами типа «свечка» штыревые изоляторы могут крепиться непосредственно к стойке опоры с помощью крюков, завинчиваемых в стойку.

Деревянные опоры делают из круглых бревен, длина которых от 4 до 13 м, наименьший диаметр тонкого конца (отруба) для основных деталей опор 16—18 см, для вспомогательных — 14 см. Для отдельных деталей могут применяться бревна, распиленные вдоль (раскосы опор, траверсы П-образных опор), или прямоугольные брусья (траверсы, подтраверсные брусья). Применение пиленого леса позволяет несколько сократить расход древесины, но в ряде случаев усложняет производство работ по замене деталей опоры. Пиленый лес меньше подвержен гниению, особенно при использовании его в качестве горизонтальных деталей опор, что объясняется меньшим растрескиванием под действием солнца и лучшим стеканием влаги с поверхности. Пиленые траверсы применяют на линиях 6—110 кВ.

Наиболее ответственными узлами опоры являются места сопряжения стойки с траверсой и стойки с пасынком. Для обеспечения плотного сопряжения стойки с траверсой в стойке делается врубка стандартной формы, а на траверсе — подтес (рис. 7, а). Форма врубки обеспечивает надежное крепление независимо от диаметра траверсы и позволяет снизить нагрузки на крепежный болт. Недостатком такого метода сопряжения деталей является возможность ускоренного гниения древесины в местах врубок и затесов. Стандартиность формы врубок позволяет делать их в завод-

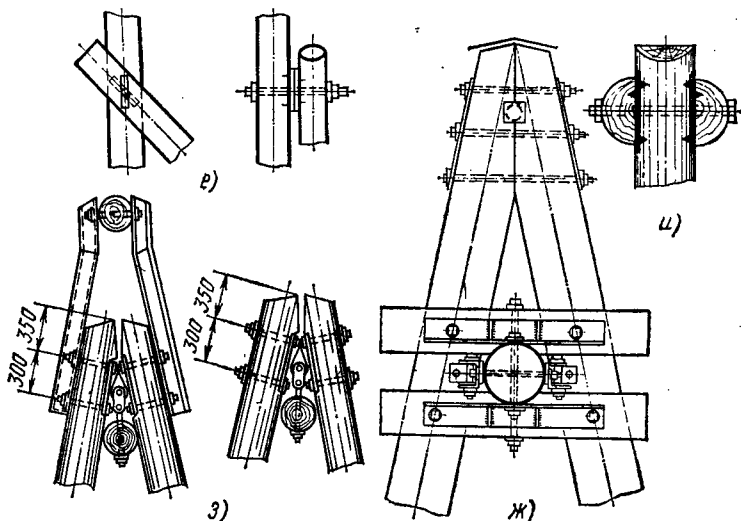


Рис. 7. Соединение деталей деревянных опор друг с другом:

а — сочленение траверсы со стойкой на промежуточной опоре с врубками, *б* — сопряжение стойки с пасынком, *в* — крепление гирлянды изоляторов к траверсе, *г* — затески верхних концов стоек промежуточных опор, *д* — сопряжение траверсы со стойкой без врубки, *е* — сопряжение раскосов со стойкой, *ж* — верхняя часть АП-образной опоры, *з* — шарнирный узел сочленения стоек АП-образной опоры с тросом и без троса, *и* — разрезная траверса промежуточной опоры; 1 — стойка, 2 — траверсы, 3 — отверстие для болта

Сопряжение стоек А-образной части анкерных угловых опор производится под углом $20\text{--}30^\circ$ с помощью подтеса. В месте сопряжения устанавливают деревянную шпонку или металлический вкладыш, снижающий нагрузки на болты (рис. 7, *ж*).

Для обеспечения стекания воды с торцов стоек и пасынков на них делают скосы (рис. 7, *г*). Кроме того, для защиты от проникновения влаги дополнительно на них ставят специальные колпаки из жести, шифера и т. п.

Чтобы обеспечить возможность выполнения необходимых подтесок и врубок в деталях деревянных опор в заводских условиях до пропитки древесины, конструкции деревянных опор унифицированы. При разработке унифицированных опор максимально сокращено количество врубок и подтесок бревен за счет применения специальных металлических деталей. Некоторое увеличение расхода металла на опору оправдывается существенным улучшением условий работы древесины в местах сопряжений деталей (рис. 7, *д*, *е*, *з*, *и*).

Для сборки деревянных опор применяют черные стальные болты диаметром 20 мм с гайками и шайбами. Если нагрузки, воспринимаемые болтами, велики, могут применяться также болты диаметром до 24 мм.

§ 6. Конструкции металлических опор

Металлические опоры применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. Конструкции металлических опор делятся на следующие основные типы: порталные свободно стоящие опоры, порталные опоры с оттяжками, опоры типа «рюмка», V-образная опора на оттяжках, Т-образные анкерные опоры, трехстоечные анкерные опоры линий напряжением 500 кВ и выше, одноплетные и двухцепные опоры башенного типа, одностоечные опоры на оттяжках. Опоры состоят из следующих частей: ствола или стоек, воспринимающих внешние нагрузки и устанавливаемых на фундамент; оттяжек, также воспринимающих внешние нагрузки и обеспечивающих устойчивость опор; траверса, служащих для подвески проводов; тросостоек, служащих для подвески грозозащитных тросов. У некоторых типов опор тросостойка составляет продолжение ствола опоры.

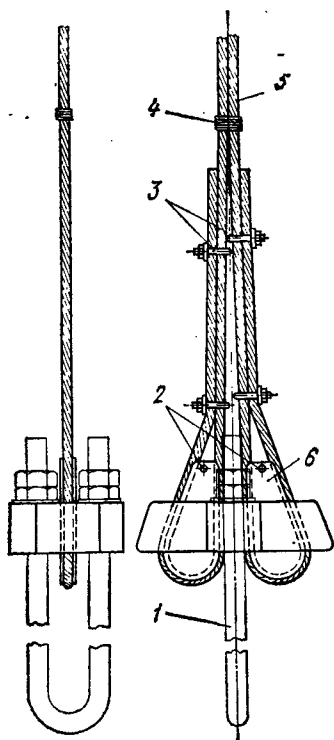


Рис. 8. Крепление оттяжек опор:
1 — U-образный болт, 2 — шпилька,
3 — дуговые зажимы, 4 — скрутка
из проволоки, 5 — оттяжка, 6 —
клиновой зажим

Портальные свободно стоящие опоры (см. рис. 5, а) широко применялись на линиях напряжением 220—500 кВ. К стойкам опоры крепится траверса, на которой устанавливают две тросостойки. Портальные опоры — одноплетные с горизонтальным расположе-

тяжками (см. рис. 3, в, 4, а). Применение оттяжек и шарнирность крепления стоек к фундаментам позволили значительно сократить расход металла. Поэтому опоры с оттяжками наиболее широко применяются на линиях сверхвысокого напряжения 400—750 кВ. Оттяжки изготавливают из стальных стержней или тросов. К опоре оттяжки крепят вблизи узла сопряжения траверсы со стойкой. Нижние концы оттяжек крепятся к анкерным плитам или якорям, заглубленным в землю. Стойки устанавливают на фундамент шарнирно: на специальный металлический штырь фундамента ставится подпятник, на который опирается основание стойки опоры. Соединение траверсы со стойками также выполняется шарнирным. Шарнирность опоры и натяжение оттяжек обуславливают воздействием на стойки только сжимающих усилий, что позволяет облегчить конструкцию опоры. Обрыв одной из оттяжек не приводит к падению опоры, только при значительных нагрузках, направленных вдоль или поперек оси линии (обрыв провода или сильный ветер поперек линии), опора с оборванной оттяжкой может потерять устойчивость.

Для регулирования степени натяжения оттяжек применяются талрепы и специальные клиновые зажимы. Они более удобны при сооружении линий и в эксплуатации, так как позволяют регулировать длину оттяжек в более широких пределах. Однако некачественное изготовление деталей клинового зажима может привести к выскальзыванию оттяжки, поэтому дополнительно на концы оттяжек следует ставить специальные дуговые зажимы (рис. 8).

Опоры типа «рюмка» (см. рис. 5, в) применяют для сооружения линий напряжением 35—500 кВ. Расположение проводов горизонтальное. Со стволом опоры сопрягается V-образная часть, к которой крепится траверса. Продолжения стоек V-образной части являются тросостойками, к которым подвешивают два грозозащитных троса.

V-образные опоры на оттяжках применяют для линий сверхвысокого напряжения (500 кВ и выше), когда необходимая экономически оправданная высота промежуточных опор оказывается 40 м и более. При такой высоте V-образные опоры оказываются легче, чем порталные опоры на оттяжках. V-образные опоры на оттяжках применены в СССР для первых промышленных линий 1150 кВ Сибирь — Казахстан — Урал (см. рис. 3, л) и на линии 750 кВ Конаково — Ленинград (см. рис. 3, м).

Конструкция таких опор состоит из V-образной стойки, шарнирно опирающейся на один фундамент, горизонтальной

траверсы и четырех или восьми оттяжек, которые крепят к траверсе вблизи стоек опоры. Оттяжки в земле крепят в четырех точках к анкерным плитам, сваям или якорям. Расположение проводов на таких опорах горизонтальное или с несколько поднятой средней фазой. Тросостойки устанавливаются на траверсе опоры.

Т-образные опоры являются сравнительно новым типом анкерных опор (см. рис. 5, з). Два провода подвешивают на концах траверсы, третий — непосредственно к стволу опоры по его оси. Петля провода средней фазы с помощью двух специальных гирлянд изоляторов отводится от опоры на дополнительную траверсу, продолжающую одну из тросовых траверс. На этой дополнительной траверсе имеются две консоли для гирлянд, отводящих петлю провода. Два троса крепят к тросовым траверсам, установленным на конце ствола опоры.

На линиях напряжением 500 кВ и выше применяются *анкерные трехстоечные опоры*. Каждая фаза на таких опорах крепится к отдельно стоящей стойке. Петля провода отводится с помощью специальных гирлянд, крепящихся к консоли, установленной на верху стойки. К крайним стойкам крепят грозозащитные тросы. Можно использовать для отвода петли провода соседние стойки. В этом случае требуется установка дополнительной стойки для отвода петли одной из крайних фаз или на одной из крайних стоек устанавливается консоль и подвешиваются две гирлянды для отвода шлейфа от стойки (см. рис. 5, е).

На одноцепных металлических опорах других конструкций провода располагаются треугольником (см. рис. 3, з). Эти конструкции отличаются друг от друга расстояниями между проводами, различной высотой подвеса проводов, формой траверс и решеток стволов опор.

Из одноцепных металлических опор выделяются *одностоечные опоры на оттяжках*. Стойка такой опоры шарнирно опирается на фундамент. Устойчивость опоры обеспечивают три пары оттяжек. Одна пара оттяжек крепится непосредственно к стойке опоры, а две другие — к нижней траверсе по обе стороны стойки, исключая тем самым передачу на стойку крутящих моментов при возникновении разности тяжений по проводам. Наличие оттяжек и шарнирного опирания стойки на фундамент позволили существенно снизить массу опоры.

На всех одноцепных опорах с расположением проводов треугольником подвешивается один грозозащитный трос.

На двухцепных металлических опорах, имеющих три

Таблица 2. Основные характеристики некоторых типов унифицированных и типовых стальных опор

Номинальное напряжение, кВ	Наименование и обозначение опор	Высота до нижней траверсы, м	Расчетные габаритные пролеты, м	Масса, т
1	2	3	4	5
110	Промежуточная, одноцепная, свободная, П110-1	19	300—380	1,97
110	Промежуточная, двухцепная, свободная, П110-2	19	300—380	2,8
110	Анкерная угловая, одноцепная, свободная, на угол поворота до 60°, У110-1	10,5	—	5,24
220	Промежуточная одноцепная на оттяжках, П220-1	25,5	380—520	3,87
220	Промежуточная, одноцепная, свободная, П220-3	25,5	380—520	4,88
330	Промежуточная, одноцепная, свободная, П330-3	25,5	365—495	6,39
330	Анкерная угловая, одноцепная свободная, на угол поворота до 60°, У330-1	10,7	—	13,66
500	Промежуточная, на оттяжках, ПБ-1	27	425—460	6,73
500	Анкерная угловая, свободная, на угол поворота до 60°, У2	17	—	15,96

траверсы, провода одной цепи располагают друг под другом. На двухцепных опорах подвешивают один или два грозозащитных троса (см. рис. 5, б).

Периодически проводится унификация конструкций металлических опор.

В число унифицированных опор включены одноцепные опоры с расположением проводов треугольником, свободно стоящие для линий 35—330 кВ и с оттяжками для линий 110—330 кВ, двухцепные опоры линий 35—330 кВ с вертикальным расположением проводов типа «бочка», одноцепные порталые опоры с оттяжками линий 330—500 кВ, промежуточные опоры типа «рюмка» линий 500 кВ, анкерные Т-образные опоры линий 220—330 кВ и трехстоечные анкерные опоры линий 500 кВ. В настоящее время разработаны также типовые опоры и для линий 750 кВ.

В табл. 2 приводятся основные параметры некоторых типов унифицированных стальных опор.

Перечисленные конструкции металлических опор относятся к трехфазным линиям переменного тока. Нали-

чие на линиях постоянного тока только двух полюсов (+ и —) обуславливает особенности конструкции опор для этих линий. Промежуточные опоры линий постоянного тока, как правило, выполняют Т-образными. Провода полюсов подвешивают на концах траверс. Тросы могут крепиться к продолжению ствола опоры (один трос) или к специальным тросостойкам (два троса), установленным на траверсе.

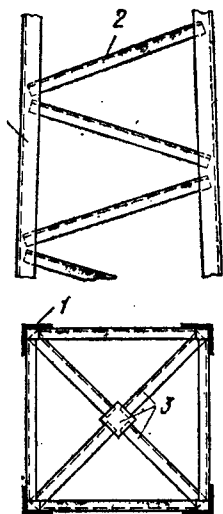


Рис. 9. Конструкция решетчатых металлических опор:

1 — пояс, 2 — раскос, 3 — диафрагма

По способу сборки конструкции металлические опоры могут быть сварными или болтовыми. Сварные опоры состоят из нескольких секций, размеры и количество которых определяются конструкцией опоры и требованиями транспортировки на линию. Сборка сварных опор производится на трассе линии с помощью монтажных болтов и деталей, входящих в комплект опоры. Болтовые опоры полностью собирают на трассе из отдельных стандартизованных элементов. Преимуществом болтовых опор является удобство транспортировки, упрощение технологии защиты их от коррозии в заводских условиях. Все болтовые соединения металлических опор должны иметь упругие шайбы или раскерниваться.

Сборка болтовых опор может производиться также на полигонах укрупнительной сборки, расположенных на базах вблизи от трассы строящейся линии или на РПБ. При этом на полигонах производится сборка транспортабельных секций, которые автотранспортом или вертолетом перевозятся к местам установки опор на трассе. Такой метод сборки болтовых опор позволяет существенно снизить трудозатраты на сооружение и ремонт линии и повышает качество работ. Подготовленные заранее секции опор позволяют существенно сократить время восстановления линии при аварии.

Ствол или стойка опоры состоит из поясов, раскосов и диафрагм (рис. 9). Пояса являются основными несущими элементами конструкции и к ним предъявляются наиболее жесткие требования. Нагрузки, действующие на раскосы, значительно меньше нагрузок на пояса, часто сечение угол-

ков раскосов принимается не на основании расчетов механической прочности, а по конструктивным соображениям (удобство сварки и т. п.). Диафрагмы обеспечивают большую жесткость и устойчивость опоры. В решетку ствола входят также различные косынки, облегчающие соединение раскосов с поясами.

Траверсы металлических опор имеют различные конструкции: объемные фермы с четырьмя поясными уголками и решеткой (аналогично стволу опоры), конструкции из двух швеллеров, расположенных в горизонтальной плоскости, соединенных решеткой из уголков, плоские фермы из уголков, поддерживаемые одной или двумя тягами, крепящимися к стволу опоры (см. рис. 3, б).

Для крепления гирлянд к траверсе приваривают скобу или проушину, к которой с помощью арматуры подвешивают гирлянду изоляторов.

В траверсах унифицированных опор предусмотрены отверстия для крепления гирлянд изоляторов с помощью специальных деталей арматуры, входящих в состав гирлянды.

Конструкции тросостоек аналогичны конструкциям стволов опор и траверс. Крепления тросов к тросостойкам выполняются аналогично креплениям гирлянд изоляторов к траверсам.

Защищают стальные опоры от коррозии либо окраской атмосферостойкими красками и лаками, либо горячей оцинковкой. В унифицированных опорах предусматривают защиту от коррозии путем горячей оцинковки на заводах-изготовителях. Все стальные болтовые опоры линий 220 кВ и выше в настоящее время, как правило, оцинковывают на заводах.

Все металлические опоры, за исключением опор с оттяжками, крепят к фундаментам с помощью анкерных болтов с гайками. Расположение отверстий в «пятках» опор соответствует расположению анкерных болтов фундаментов.

§ 7. Фундаменты опор

Фундаменты служат для обеспечения устойчивости опор при воздействии внешних нагрузок. Фундаменты опор делятся на металлические подножки, монолитные бетонные фундаменты, железобетонные грибовидные подножки, свайные железобетонные фундаменты, винтовые сваи, якоря и железобетонные анкерные плиты для крепления оттяжек опор.

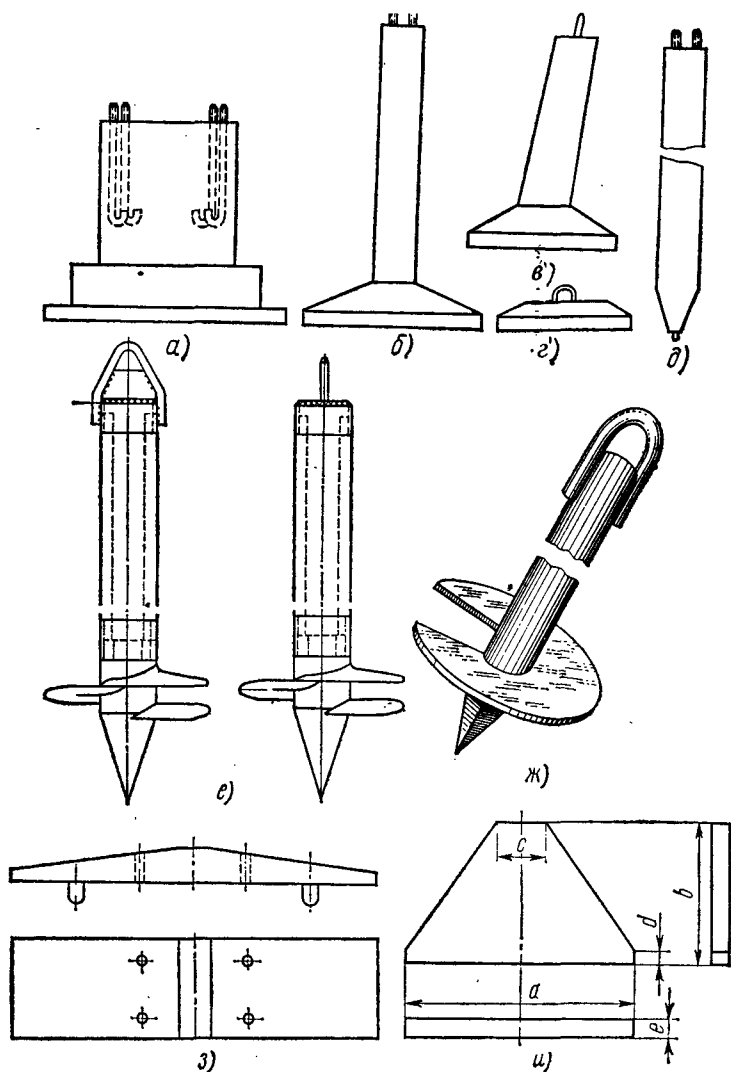


Рис. 10. Фундаменты металлических опор:

a — монолитный фундамент, *б* — грибовидный подножник под свободностоящие опоры, *в* — грибовидный подножник под стойки опор с оттяжками, *г* — анкерная плита для крепления оттяжек опор, *д* — железобетонная свая, *е* — винтовая свая, *ж* — винтовой стальной анкер, *з* — железобетонный ригель, *и* — пригрузочные плиты

Металлические подножки широко применялись на линиях, соорудившихся до конца 50-х годов. Конструкция подножников представляет собой пространственную ферму из стальных уголков, имеющую в верхней части узлы, аналогичные «пятам» опоры. В нижней части подножника имеется металлическая или железобетонная опорная плита.

В эксплуатации металлические подножки требуют периодического контроля и покрытия антикоррозионными лаками, так как, находясь в грунтах с переменной влажностью, они сильно корродируют.

В настоящее время металлические подножки применяются только в горных условиях, где перевозка и установка тяжелых железобетонных фундаментов оказывается весьма трудоемкой.

Монолитные бетонные фундаменты являются наиболее тяжелыми и трудоемкими при сооружении линий. В последние годы применение монолитных фундаментов под опоры значительно сократилось. Теперь монолитные фундаменты применяют только для опор, установленных в поймах рек, для специальных переходных опор, подверженных действию больших механических нагрузок, и т. п. Монолитные фундаменты (рис. 10, а) могут быть различных форм и размеров, зависящих от конструкции опоры, грунта и расчетных нагрузок. Сооружение монолитных фундаментов ведется непосредственно на месте установки опор в специальной опалубке. При сооружении фундамента в зимнее время применяется обогрев.

Особым видом монолитных бетонных фундаментов являются *набивные* фундаменты. Их сооружают в сверленных котлованах, расширяющихся в нижней части. Опалубкой при сооружении фундамента служат стенки самого котлована. Малый объем земляных работ при сооружении фундаментов и достаточно высокая несущая способность, обусловленная ненарушенной структурой окружающего фундамент грунта, делают набивные фундаменты одними из наиболее экономичных.

Железобетонные грибовидные подножки являются наиболее распространенным видом фундаментов опор. Подножки изготавливают на заводах. Различная несущая способность подножников позволяет использовать их как для промежуточных, так и для анкерных угловых опор всех напряжений, т. е. унифицировать. Каждому типу подножника свойственна определенная глубина заложения в грунт.

В анкерных угловых опорах под ногу, работающую на выдергивание, устанавливают более тяжелый тип подножника, чем под сжимаемую.

Грибовидные подножники могут иметь как вертикальную стойку, так и наклонную. Наклон стойки подножника должен соответствовать наклону поясов ствола металлической опоры или наклону стоек опор с оттяжками. В этом случае существенно снижаются горизонтальные усилия, действующие на стойку подножника, что позволяет снизить расход арматуры и бетона на подножники и стоимость сооружения линии. Различные типы унифицированных подножников представлены на рис. 10, б и в.

Для фундаментов свободностоящих тяжелых анкерных опор, воспринимающих большие вырывающие или вдавливающие нагрузки, применяют сборные подножники, у которых на основании закрепляются пригрузочные или под плиту подножника устанавливают распределительные плиты. Эти плиты увеличивают площадь соприкосновения фундамента с грунтом, уменьшая удельное давление на грунт и увеличивая объем призмы вырываемого грунта.

Свайные фундаменты (рис. 10, д) для металлических опор применяют при установке их в слабых грунтах (мелких и пылевидных песках, насыщенных водой глинах, суглинках и супесях), т. е. грунтах, для которых допускаемые давления малы.

Погружение их в грунт производится механизмами вибрационного типа с применением вдавливания. При этом структура грунта не нарушается. Его сопротивление остается максимальным, в то время как при откопке котлованов снижается сопротивление грунта и иногда для засыпки котлованов применяется привозной грунт. Глубина погружения свай зависит от характеристик грунта и нагрузок на опору. Обычно свая погружается до тех пор, пока не пройдет через слой слабого грунта и не закрепится в подстилающем твердом грунте.

Разновидностью свайного фундамента являются *винтовые сваи* (рис. 10, е). Эти сваи имеют на конце винтовой направляющий наконечник (лопасть) из высокопрочного чугуна и железобетонный или металлический ствол трубчатого сечения длиной 4—6 м и более. На втором конце ствола закрепляется либо анкерный болт, либо скоба для крепления оттяжек. Эти сваи могут завинчиваться в землю с помощью специального агрегата под углом от 0 до 45° к вертикали. В ряде случаев применение одной сваи для крепления ног опоры или оттяжек оказывается недостаточно, тогда

устанавливают несколько свай, которые объединяют между собой железобетонными или стальными ростверками или балками, к которым крепятся опоры или оттяжки.

Как уже указывалось, для закрепления оттяжек опор применяют специальные *железобетонные анкерные плиты* (рис. 10, з). Размер и глубина заложения анкерных плит зависит от характеристик грунта и расчетных усилий в оттяжках опоры. Заложение плит в грунт производится так, чтобы плоскость их основания была примерно перпендикулярна направлению вырывающей силы. Для крепления оттяжек к арматуре анкерной плиты приваривают специальные скобы, в скобы продевают U-образные болты, на которых через талрепы или клиновые зажимы крепятся концы оттяжек.

Прогрессивной конструкцией для закрепления оттяжек опор являются также *винтовые стальные анкеры* (рис. 10, ж), которые могут заворачиваться в грунт под углом, соответствующим наклону оттяжек с помощью специальных механизмов и вручную, с помощью простейших приспособлений. На конце винтового анкера имеется скоба для крепления оттяжек.

Монолитные фундаменты одностоечных опор рассчитывают только на опрокидывание, при этом большое значение имеет отпор грунта на подошве фундамента, для увеличения которого фундаменты делаются ступенчатыми. Металлические и железобетонные подножки, а также сваи и винтовые анкеры в основном работают на сжатие и вырывание из грунта. Допускаемые нагрузки на вырывание подножников определяются массой призмы грунта, вырываемой плитой подножника. Допускаемые сжимающие нагрузки определяются допустимым напряжением грунта на сжатие. Опрокидывающие нагрузки, действующие на подножки, обычно незначительны.

Свайные фундаменты рассчитывают только на вдавливание и выравнивание. Несущая способность свай определяется силой трения грунта о боковую поверхность свай (сопротивлением по боковой поверхности) и зависит от длины свай и характеристик грунта. Для сжимаемой сваи кроме сопротивления грунта по боковой поверхности учитывается также отпор грунта по подошве.

Анкерные плиты и винтовые анкеры с оттяжками рассчитывают только на вырывание.

При изготовлении фундаментов очень важно, чтобы анкерные болты были надежно закреплены в фундаменте. Для этого концы анкерных болтов, находящихся внутри фунда-

мента, загибают. Обязательна приварка анкерных болтов к арматуре подножников и свай. Для обеспечения соответствия анкерных болтов отверстиям в «пятых» опоры под эти болты при сооружении фундаментов применяют шаблоны.

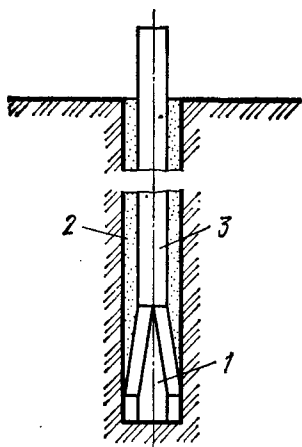


Рис. 11. Скальная заделка

На линиях, сооружаемых в горных условиях при наличии лежащих близко к поверхности скальных пород, сооружение всех перечисленных выше типов фундаментов связано с весьма трудоемкими земляными работами. Наличие скал исключает применение высокопроизводительных механизмов для откопки котлованов. Применение свайных фундаментов в таких условиях невозможно. Если скалы сильно выветренные, с большим количеством трещин, то для получения необходимых котлованов под фундаменты их взры-

вают. Возможно также применение в качестве фундаментов скальных заделок анкерных болтов.

Для выполнения скальных заделок (рис. 11) в скале с помощью специальных станков бурят скважины сравнительно небольшого диаметра (50—100 мм), в которые вставляют металлические анкеры 3, выполненные из круглой стали. Нижний конец арматуры расклинивают специальным клином 1. Затем скважину заливают цементным раствором 2. Расклинивание нижнего конца анкера препятствует его выдергиванию из скважины после схватывания цементного раствора. Под каждую ногу опоры можно устанавливать один или несколько таких анкеров, это зависит от характеристики скалы, размеров анкера и нагрузок на опору. В случае установки нескольких анкеров под одну ногу они объединяются ростверком, к которому затем крепится нога опоры. Скальные заделки опор позволяют существенно сократить расход металла и бетона на фундаменты и сократить время их сооружения. При качественном выполнении скальные заделки практически не требуют каких-либо затрат при эксплуатации линии.

При сооружении фундаментов в пучинистых грунтах следует учитывать силы морозного пучения, действующие на фундамент в этих условиях. Не рекомендуется приме-

нять в пучинистых грунтах металлические подножки, так как возможно повреждение металлических уголков решетки подножника при морозном пучении. Глубина заложения железобетонных подножников должна быть больше глубины сезонного промерзания пучинистого грунта.

Особо сложную задачу представляет сооружение фундаментов в вечноммерзлых грунтах. Наиболее экономичным и часто применяемым видом фундаментов в этих условиях являются сваи, количество которых определяется их длиной и действующими нагрузками. Сваи заглубляют и вмораживают в слой вечноммерзлого грунта. При этом в необходимых случаях принимают специальные меры, исключающие оттаивание вечноммерзлого грунта вокруг свай за счет передачи теплоты с поверхности земли по самой свае.

§ 8. Конструкции железобетонных опор и закрепление их в грунте

Железобетонные опоры применяют на линиях всех напряжений. На линиях 0,4 и 6—35 кВ наиболее часто применяют одностоечные опоры из вибробетона марки 300 с поперечным сечением в виде квадрата, двутавра или прямоугольника и центрифугированные опоры круглого или многогранного кольцевого сечения.

Линии напряжением 110—500 кВ, как правило, сооружают на железобетонных опорах из центрифугированных труб. Первые партии опор выпускались без предварительного напряжения арматуры. В настоящее время применяют опоры с предварительным напряжением части или всей продольной арматуры.

Провода на таких опорах подвешивают к траверсам, закрепленным на опоре с помощью стальных болтов (рис. 12).

Для линий 35—500 кВ используют железобетонные опоры с коническими или цилиндрическими стойками длиной 22 и 26 м и диаметром внизу 0,56 и 0,65 м. Сечение стоек кольцевое, толщина стенки бетона 40—60 мм. Коническая форма стоек позволяет несколько сократить расход бетона и металла на опоры.

В последние годы освоено изготовление также центрифугированных железобетонных цилиндрических стоек длиной 20 м, диаметром 0,8 м и толщиной стенок до 80 мм. Эти стойки имеют примерно в два раза больше расчетный изгибающий момент по сравнению со стойками длиной 22 и 26 м, а масса их достигает 8—10 т. Для снижения массы железобетонных

бетонных стоек в настоящее время разработаны стойки с применением бетона марки 800—900 вместо 400—500, что дает возможность уменьшить толщину стенки и снизить массу стоек диаметром 0,8 м на 2 т.

Промежуточные опоры линии 35—150 кВ выполняют одностоечными, одноцепными или двухцепными с металлическими траверсами и тросостойкой. Промежуточные опоры линий 220 кВ выполняют одноцепными как одностоечными,

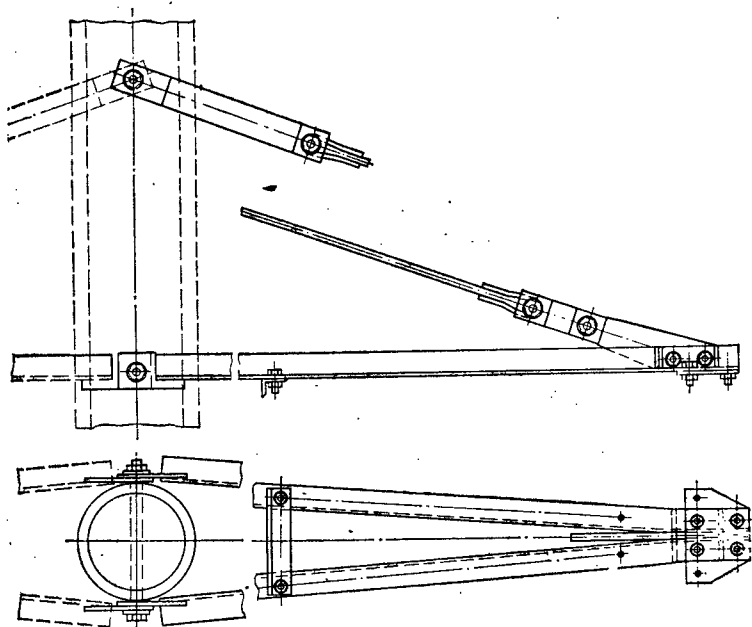


Рис. 12. Крепление траверс на железобетонных опорах

так и порталными свободностоящими. Промежуточные опоры линий 330 кВ выполняют одноцепными порталными свободностоящими. Стойки для таких опор используются те же, что и для одностоечных, а траверса и тросостойки — металлические.

В настоящее время применяют также промежуточные двухстоечные двухцепные свободностоящие опоры для линий 220 и 330 кВ (см. рис. 3, е).

Крепление траверс и тросостоек к стойкам опор производится, как правило, с помощью сквозных болтов. Для передачи усилий на железобетонные стойки в них в местах

крепления траверс и тросостоек прикрепляются к арматуре специально предназначенные для этого закладные части из отрезков труб соответствующего диаметра. Свободный конец траверсы поддерживается специальной тягой, которая креится к стойке также сквозным болтом.

На одноцепных одностоечных опорах провода располагают треугольником на двух траверсах (два нижних провода находятся на одном уровне).

На линиях 35—110 кВ, сооружаемых на одноцепных промежуточных одностоечных опорах, анкерно-угловые опоры выполняют также железобетонными. Эти опоры состоят из конической стойки и трех пар оттяжек (см. рис. 5, ж). Одна пара оттяжек крепится к стойке на уровне нижней траверсы, а две другие — к концам этой же траверсы вблизи мест крепления натяжных гирлянд изоляторов. Петли проводов отводятся от оттяжек специальными гирляндами. Провод средней (верхней) фазы крепят непосредственно к стойке, а петля его отводится гирляндой, крепящейся к специальной траверсе. Кроме того, для этих линий применяются также свободностоящие анкерно-угловые опоры на спаренных стойках.

На линиях 35—110 кВ применяют также анкерные угловые железобетонные свободностоящие опоры на базе стоек диаметром 0,8 м (рис. 5, з). В ряде случаев применяют анкерные опоры, состоящие из двух спаренных стоек диаметром 0,8 м, которые устанавливают на расстоянии около 1—2 м друг от друга.

Разработаны и применяются анкерно-угловые свободностоящие железобетонные одноцепные опоры и для линий 220—330 кВ (рис. 5, и). Расположение проводов на таких опорах горизонтальное. При этом используют 2—4 стойки диаметром 0,8 м.

Ведутся работы по проектированию и внедрению железобетонных промежуточных порталных свободностоящих опор для линий 750 кВ. Разработка таких опор показала принципиальную возможность применения железобетонных опор на линиях 750 кВ при условии обеспечения строительно-монтажных организаций соответствующими механизмами и приспособлениями.

В настоящее время с целью экономии площади земли, отчуждаемой под опоры, и сокращения объема земляных работ для линии 500 кВ широко применяются свободностоящие порталные железобетонные опоры с металлическими траверсами (см. рис. 3, ж).

Технико-экономические показатели применения желе-

зобетонных опор в значительной степени зависят от длины железобетонных стоек, используемых в опорах. Длина же стоек определяется возможностями изготовления их на заводах и транспортировки до мест установки. Вначале эти условия определяли максимальную длину стоек около 22 м. Освоение производства стоек длиной 26 м и применение их для опор линий электропередачи позволяет увеличить высоту железобетонных опор, что, в свою очередь, ведет к увеличению пролета между опорами, уменьшению количества опор на линии, снижению расхода металла и железобетона, повышению производительности труда при строительстве и эксплуатации линий.

Применение железобетонных стоек длиной 26 м позволило расширить область использования железобетонных опор на линиях. Например, сооружать линии до 500 кВ включительно на свободностоящих опорах, обеспечивающих высокую производительность труда при их закреплении непосредственно в грунте без специальных фундаментов.

Железобетонные опоры унифицированы. В серию унифицированных опор вошли:

- промежуточные одностоечные свободностоящие одно- и двухцепные для линий 35—220 кВ,

- промежуточные порталные свободностоящие одноцепные для линий 110—500 кВ,

- промежуточные порталные на оттяжках одноцепные для линий 500 кВ,

- промежуточные и промежуточные угловые одностоечные на оттяжках одноцепные для линий 35—110 кВ,

- анкерные угловые одно- и двухстоечные свободностоящие (или с оттяжками) одноцепные для линий 35—220 кВ,

- анкерные угловые свободностоящие одноцепные (на стойках диаметром 0,8 м) для линий 110—330 кВ и двухцепные для линий 35—110 кВ,

- анкерные угловые на оттяжках трехстоечные для линий 500 кВ.

Таким образом, номенклатура унифицированных железобетонных опор позволяет в настоящее время проектировать и строить линии 35—500 кВ почти целиком на железобетонных опорах, что дает возможность, наряду с существенной экономией стали, добиться повышения производительности труда на строительстве линий, т. е. экономии трудозатрат и сокращения сроков строительства. В настоящее время около 80% всех линий 35—500 кВ строится на железобетонных опорах. Стальные опоры на этих линиях

используются только в отдельных случаях в качестве специальных опор, устанавливаемых на пересечениях и в некоторых других особых случаях. Следует отметить, что широкое применение для линий 35—500 кВ железобетонных опор вместо стальных позволяет также сократить трудозатраты и при эксплуатации линий за счет отказа от периодической окраски стальных опор для защиты от коррозии.

Способ закрепления в грунте одностоечных и порталных свободностоящих железобетонных опор зависит от характеристик грунта и метода установки опор. Наиболее просто закрепляют опоры при установке их в плотных грунтах. В грунте буровой машиной сверлят котлован диаметром 650—700 мм и глубиной до 3—3,5 м. В него устанавливают опору и закрепляют растяжками в вертикальном положении, пазухи между стойкой опоры и стенками котлована засыпают гравийно-песчаной смесью, которую тщательно утрамбовывают.

В слабых грунтах или при невозможности сверления котлованов опоры устанавливают в откопанные котлованы глубиной 2—2,5 м. Для закрепления свободностоящих опор применяют железобетонные ригели (рис. 10, з), необходимость их установки, длина и количество зависят от характеристики грунта и определяются расчетом. Установленную в вертикальное положение опору с ригелями крепят растяжками, после этого засыпают и утрамбовывают грунт в котловане. Иногда для обеспечения надежного закрепления опоры в очень слабом грунте засыпку котлована производят привозным грунтом. При установке опоры в котлован или недостаточной прочности заделки опоры в сверленном котловане для повышения прочности заделки к стойке на уровне земли крепится дополнительный железобетонный ригель. Ригель засыпают привозным грунтом, вокруг опоры образуется насыпь высотой до 1—1,5 м и диаметром, несколько большим длины ригеля, насыпь тщательно трамбуют. Устройство таких насыпей требует большого количества привозного грунта и удорожает сооружение линии.

Стойки анкерно-угловых железобетонных опор 35—110 кВ с оттяжками в плотных грунтах закрепляют как промежуточные опоры, а оттяжки крепят к анкерным плитам. В слабых грунтах стойки опоры шарнирно опираются на железобетонный подножник или сваю. Стойки анкерно-угловых опор 500 кВ с оттяжками также шарнирно опираются на железобетонные подножки.

§ 9. Конструкции проводов и тросов

Провода являются одним из основных элементов линий электропередачи. От правильного выбора материала, сечения и конструкции проводов и тросов зависят технико-экономические показатели электропередачи и стоимость сооружения линии. Можно сформулировать основные требования к проводам и тросам. Материал проводов должен иметь хорошую электрическую проводимость. Провода и тросы должны обладать высокой механической прочностью. Чем механическая прочность выше, тем большие тяжения по ним можно допускать. Это, в свою очередь, ведет к снижению высоты опор или увеличению длины пролета, позволяет снизить стоимость сооружения линий. Материал проводов и тросов должен быть устойчивым против коррозии, в особенности это относится к линиям, проходящим вблизи морских побережий, промышленных предприятий и районов с загрязненной атмосферой.

Для проводов применяются следующие материалы: медь, алюминий и его сплавы, сталь.

Медь. На линиях, сооруженных до 1941 г., медь являлась основным материалом для изготовления проводов. Она обладает высокой электрической проводимостью. Для изготовления проводов применяется проволока диаметром 2—3,5 мм, имеющая временное сопротивление на разрыв 390 МПа. Медные провода легко поддаются сварке и пайке. Медь устойчива против атмосферных воздействий, но она подвергается окислению, особенно при наличии в атмосфере паров серы или ее соединений.

В настоящее время медь для проводов линий практически не применяется.

Алюминий и его сплавы. Удельное электрическое сопротивление алюминия превышает удельное сопротивление меди в 1,6 раза. Однако производство алюминия дешевле, чем производство меди, алюминий менее дефицитен. Это обусловило его широкое применение для проводов линий. Провода изготавливаются из алюминиевой проволоки диаметром 1,7—4,2 мм с временным сопротивлением на разрыв 150—160 МПа. Небольшая прочность алюминия на разрыв по сравнению с медью является его основным недостатком как материала для изготовления проводов. Это приводит к необходимости подвешивать алюминиевые провода на линиях с малыми длинами пролетов, что вызывает увеличение стоимости линий. Длина пролета при этом не превышает 100—

150 м, поэтому на линиях напряжением 110 кВ и выше алюминиевые провода, как правило, не применяются.

Увеличение прочности алюминия достигается путем добавления незначительных количеств железа, магния и кремния.

В настоящее время для изготовления проводов в СССР применяется алюминиевый сплав АБЕ, провода из которого имеют временное сопротивление на разрыв 220 МПа, а после термообработки — 290—300 МПа. Удельное электрическое сопротивление такого сплава на 8—10% выше, чем у алюминия.

Сталь. Сталь — плохой проводник, поэтому стальные провода марки ПС нашли применение для малонагруженных электрических сетей. Временное сопротивление этих проводов на разрыв 650—700 МПа.

В некоторых случаях на линиях электропередачи 35 кВ и выше оказывается целесообразным при сооружении больших переходов применять в качестве материала для проводов сталь. Здесь используются стальные провода (тросы), изготавливаемые из высококачественной стальной проволоки с временным сопротивлением на разрыв 1200—1600 МПа. Такие же провода применяются в качестве грозозащитных тросов на линиях 35 кВ и выше. При изготовлении проводов из стальной проволоки последнюю предварительно оцинковывают. Без оцинковки или при плохом ее качестве стальные провода (тросы) быстро корродируют и разрушаются.

Существуют провода однопроволочные и многопроволочные.

Применение однопроволочных проводов для линий ограничено из-за низкой надежности этих проводов. Дефекты изготовления проволоки, повышенные механические нагрузки и вибрация проводов сильнее сказываются на прочности однопроволочных проводов; чем многопроволочных. Однопроволочные провода больших сечений не изготавливаются.

Многопроволочные провода могут состоять из различного количества проволок одного или разных металлов. Количество проволок N в многопроволочном проводе с центральной проволокой может быть выражено через число слоев (включая центральную проволоку) n :

$$N = 3n(n - 1) + 1.$$

Для провода с тремя центральными проволоками $N = 3n^2$. Скрутка повивов провода может быть правой или левой.

Навивка смежных повивов производится в разных направлениях, что обеспечивает сохранение проводом круглой формы и препятствует раскручиванию его под действием тяжения.

Временное сопротивление многопроволочного провода в целом составляет 85—90% суммы временных сопротивлений его проволок, что обеспечивается различными условиями работы проволок в разных повивах.

На линиях электропередачи 220 кВ и выше при малых диаметрах проводов наблюдаются местные электрические разряды на поверхности проводов. Это явление называется «коронной». Коронные разряды на проводах появляются при повышении напряжения на линии выше определенного предела. При этом происходит скачкообразное увеличение тока коронного разряда и на проводах начинают появляться характерные для явления короны потрескивания и шумы, а при дальнейшем повышении напряжения возникает фиолетово-голубоватое свечение проводов. В ряде случаев коронные разряды появляются на загрязненных или поврежденных участках проводов.

На линиях электропередачи напряжением 220 кВ и выше потери на корону могут составлять значительную часть потерь мощности. Снизить эти потери можно, увеличив наружный диаметр провода. Для уменьшения потерь мощности на корону на линиях напряжением выше 220 кВ применяется подвеска в фазе линии нескольких одинаковых проводов (расщепление фазы), которые удерживаются на определенных расстояниях друг от друга дистанционными распорками. Применяется расщепление фаз на два и более проводов.

На линиях 330 кВ, как правило, применяется расщепленная фаза из двух проводов, расположенных в горизонтальной плоскости на расстоянии 0,4 м друг от друга. На линиях 500 кВ расщепленная фаза состоит из трех проводов, расположенных по углам равностороннего треугольника вершиной вниз с расстоянием 0,4 м между соседними проводами. На линиях 750 кВ применяется расщепленная фаза из 4 и 5 проводов, расположенных соответственно по углам квадрата со стороной 0,6 или 0,4 м и по углам пятиугольника вершиной вниз с расстоянием между соседними проводами 0,3—0,4 м. На линии 1150 кВ конструкция расщепленной фазы состоит из 8 проводов, расположенных по окружности диаметром 1,2 м с расстоянием между соседними проводами 0,4 м. Для линий 330 кВ и выше используют провода с сечением алюминия 300—500 мм².

**Таблица 3. Минимальные диаметры проводов
по условиям короны (мм)**

Напряжение линии, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	расщепленными
110	11,4	—
150	15,4	—
220	21,6	—
330	33,2	3×17,1
		2×21,6
500	—	3×24,5
		2×36,2
750	—	4×29,1
		5×22,4

В ПУЭ устанавливают минимальные значения диаметров проводов, которые могут применяться на линиях разного напряжения по условиям ограничения коронного разряда. Эти значения приведены в табл. 3.

Наиболее распространенным видом многопроволочных проводов являются комбинированные сталеалюминиевые провода (рис. 13). Внутренние повивы таких проводов выполняют из высокопрочной стальной, а внешние—из алюминиевой проволоки. Стальной сердечник увеличивает прочность провода. В сталеалюминиевых проводах удачно сочетаются достаточно высокая проводимость алюминия с высокой механической прочностью стали. Сталеалюминиевые провода являются в настоящее время основным видом проводов, применяемых при сооружении линий.

В маркировке проводов указывается материал, из которого изготовлен провод и номинальное сечение проводящей части провода. Медные провода маркируют буквой М, алюминиевые — А. Сталеалюминиевые провода, изготовлявшиеся до 1974 г. включительно по ГОСТ 839-59, в зависи-

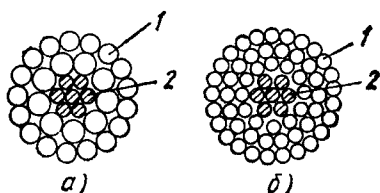


Рис. 13. Конструкции многопроволочных сталеалюминиевых проводов:

а — АС150/19, б — АС400/51; 1 — алюминиевые проволоки, 2 — стальные проволоки

мости от соотношения сечения алюминиевой и стальной части маркировались АС (соотношение сечения алюминия и стали 5—6), АСО (облегченные, соотношение сечения алюминия и стали 7,5—8,5) и АСУ (усиленные, соотношения сечения алюминия и стали 4,1—4,4). По специальным техническим условиям выпускались также провода АСУС (усиленные, специальные, соотношение сечения алюминия и стали 0,65—1,5). В соответствии с ГОСТ 839—80 для всех сталеалюминиевых проводов было введено единое буквенное обозначение АС, цифрами указываются номинальные сечения алюминиевой (в числителе) и стальной (в знаменателе) частей провода. Так, провода АС300/39 и АС300/66 имеют номинальные сечения алюминиевой части 300 мм² и стальной части соответственно 39 и 66 мм².

Выпускается также несколько типов алюминиевых и сталеалюминиевых коррозионностойких проводов, имеющих повышенную стойкость против коррозии и предназначенных для использования в районах с различной степенью загрязнения атмосферы (АКП, АСКС, АСКП, АСК).

Провода из алюминиевого сплава АБЕ имеют маркировку АН (обычные) и АЖ (термоупрочненные). Конструкция этих проводов (количество и диаметр проволок и провода в целом) соответствует конструкции алюминиевых проводов по ГОСТ 839—80, а механическая прочность их соответственно значительно выше, чем алюминиевых.

В настоящее время разработаны комбинированные провода типа «сталь — сплав». Внутренние повивы этих проводов состоят из высокопрочной стальной проволоки, а внешние — из термоупрочненной проволоки из алюминиевого сплава. Маркировка таких проводов — АЖС, а конструкция их соответствует конструкции проводов АС по ГОСТ 839—80. Прочность проводов АЖС существенно выше, чем сталеалюминиевых, и применение их оказывается целесообразным в районах с тяжелыми гололедными и ветровыми нагрузками, а также на больших переходах линий через реки и другие препятствия.

Для линий напряжением выше 1 кВ применяются только многопроволочные провода сечением не менее 25 мм² для АС и ПС и не менее 35 мм² для А, АН и АЖ. Для грозозащитных тросов применяются, как правило, стальные многопроволочные оцинкованные канаты сечением 35, 50 и 70 мм², с временным сопротивлением на разрыв не менее 1200 МПа, ТК по ГОСТ 3063—66 или стальные провода ПС тех же сечений. Сечение троса выбирается в зависимости от величин токов короткого замыкания в сети, напряжения

линии, сечения и марки проводов и величины пролетов между опорами.

В последние годы появилось и все более расширяется использование грозозащитных тросов линии для организации высокочастотных каналов связи. В этих случаях тросы должны выполняться из хорошо проводящего материала. Для таких целей используют для тросов провода АСУС-70 и АСУС-95 или соответствующие им АС70/72 и АС95/141, а также АЖС70/39. Следует отметить, что лучшие характеристики с точки зрения прохождения высокочастотного канала связи имеют тросы, изготовленные из сталеалюминиевой проволоки по типу «алюмовелд». Каждая такая проволока имеет стальной сердечник, покрытый алюминиевой оболочкой. Разработка таких проводов в СССР ведется рядом организаций. Изготовлены опытные образцы. Освоение изготовления такой проволоки планируется в двенадцатой пятилетке.

На провода и грозозащитные тросы линий действуют различные механические нагрузки — собственная масса, масса гололедоизморозевых отложений, давление ветра. Эти нагрузки являются равномерно распределенными и при расчетах принимаются неизменными по всей длине провода (троса) в пролете. Наибольшие нагрузки обычно возникают при действии ветра на провода и тросы, покрытые гололедом, однако для проводов малых сечений при небольшом гололедообразовании наибольшие нагрузки наблюдаются при действии ветра на провода и тросы, свободные от гололеда, когда скорость ветра наибольшая. Под действием этих нагрузок в проводах появляются механические напряжения.

Провода линий при монтаже натягивают таким образом, чтобы напряжения в них под действием внешних нагрузок в эксплуатации не превышали значений, которые определяют запасы прочности провода.

Для проводов, выпускавшихся по старому ГОСТ 839—59, не устанавливались минимальные разрывные усилия проводов или временное сопротивление проводов на разрыв. Эти величины регламентировались ПУЭ на основании многочисленных экспериментов с проводами различных конструкций и сечений. Минимальные разрывные усилия проводов по ГОСТ 839—80 установлены в этом стандарте в зависимости от качества алюминиевой проволоки, из которой изготовлен провод. Минимальное разрывное усилие проводов из алюминиевой проволоки АТп больше, чем прово-

дов из проволоки АТ на 2—4% в зависимости от конструкции и сечения провода.

Допускаемые напряжения в проводах или допускаемые тяжения по проводам установлены в ПУЭ в процентах от предела прочности провода при растяжении.

Предел прочности проводов и допускаемые напряжения в проводах различных марок и конструкций приведены в табл. 4.

Напряжения материала провода возрастают как при увеличении внешних нагрузок, так и при снижении температуры провода за счет уменьшения его длины. Поэтому допустимые напряжения указываются для различных условий.

При заданной высоте опор и заданном расстоянии от проводов до земли наибольшие допустимые стрелы провеса провода определяют разностью высот точек подвеса провода на опорах и минимально допустимым расстоянием его до земли.

Наибольшая стрела провеса провода наблюдается либо при наибольших внешних весовых нагрузках, под действием которых провод вытягивается, либо при высшей температуре воздуха в данной местности за счет температурного удлинения провода.

Наибольшие усилия действуют на опору в аварийном режиме, если обрыв провода произойдет при наибольших напряжениях в материале провода. Эти усилия определяются по формуле

$$T = \sigma S,$$

где T — тяжение провода, Н; S — сечение провода, м^2 ; σ — допустимое напряжение по проводу, Па.

При обрыве провода в пролете, смежном с анкерной опорой, на нее действует неуравновешенное тяжение по проводу. Для промежуточных опор расчетное тяжение составляет 0,15—0,5 наибольшего тяжения по проводу или тросу. Снижение расчетного тяжения для промежуточных опор по сравнению с анкерными обусловлено гибкостью опор и отклонением гирлянд изоляторов при обрыве провода. Поэтому большие значения расчетных тяжений относятся к промежуточным опорам жесткого типа (металлические, с оттяжками и т. п.).

Сечение проводов линии электропередачи определяется той мощностью, которая должна передаваться по линии. Передаваемой мощностью определяется токовая нагрузка провода. С увеличением тока увеличиваются потери мощ-

Таблица 4. Пределы прочности проводов и допускаемые напряжения в проводах

Марка и сечение проводов и тросов	Предел прочности провода и троса на растяжение, МПа		Допускаемое напряжение, %		
	для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов из проволоки		для проводов и тросов из стали и сплавов	при наибольшей нагрузке и низкой температуре	при среднегодовой температуре
	АТ	АТн			
1	2	3	4	5	6
Алюминиевые А, АКП сечением, мм ² :					
16—35	160	170	—	35	30
50—95	160*	170*	—	40	30
120—400	160*	170*	—	45	30
450 и более	150	160	—	45	30
Сталеалюминиевые АС, АСКС, АСКП, АСК сечением, мм ² :					
16 и 25	290	300	—	35	30
35—95	290**	300**	—	40	30
120 и более при А:С=6,11÷÷6,25 ***	290	300	—	45	30
120 и более при А:С= =4,29÷4,39	330	340	—	45	30
150 и более при А:С= =7,71÷8,04	270	280	—	45	30
185 и более при А:С=1,46	550	560	—	45	30
330 при А:С=12,22	240	260	—	45	30
400 и 500 при А:С=18	215	230	—	45	30
Стальные:					
ПС всех сечений	—	—	620	50	35
ТК всех сечений	—	—	Не менее 1200****	50	35
Из алюминиевого сплава сечением, мм ² :					
16—95 из сплава АН	—	—	208	40	30
16—95 из сплава АЖ	—	—	285	40	30
120 и более из сплава АН	—	—	208	45	30
120 и более из сплава АЖ	—	—	285	45	30

* Кроме алюминиевых проводов сечением 95 и 240 мм², для которых предел прочности равен соответственно 150 и 160 МПа.

** Для сталеалюминиевых проводов сечением 70 и 95 мм² при А:С, равном соответственно 0,95 и 0,65, предел прочности равен при 70 мм² соответственно 670 и 680 МПа, а при 95 мм²—760 и 770 МПа.

*** Величина А:С показывает отношение площади сечения алюминия к площади сечения стали.

**** Уточняются по соответствующим ГОСТам и ТУ.

ности и энергии в проводе, что ведет к снижению коэффициента полезного действия линии, т. е. понижению ее технико-экономических показателей. Увеличение сечения проводов приводит к снижению потерь, так как провода большего сечения имеют меньшее удельное активное сопротивление r_0 (Ом/км), а потери мощности в линии ΔP (Вт) определяются формулой

$$\Delta P = 3I^2 r_0 l,$$

где I — ток по проводам линии, А, l — длина линии, км.

В то же время увеличение сечения проводов приводит к росту стоимости линии, что также может снизить ее технико-экономические показатели. Оптимальное решение получается при экономически целесообразной токовой нагрузке, которая обычно соответствует экономически обоснованной плотности тока, т. е. току, отнесенному к единице сечения проводящей части провода. Экономически обоснованная плотность тока зависит от целого ряда факторов, среди которых стоимость топлива на электростанциях, стоимость материала провода, режим работы линии и др.

Многочисленные технико-экономические исследования позволили установить единые значения экономически обоснованных плотностей тока для линий разных напряжений в зависимости от режима их работы. Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов экономически обоснованная плотность тока колеблется от 1 до 1,5 А/мм².

В процессе эксплуатации линии может возникнуть необходимость передачи по ней мощности значительно больше той, которая соответствует экономической плотности тока. В этих случаях токовая нагрузка не должна превышать длительно допустимого тока по условию нагрева провода. Теряемая в проводах энергия повышает температуру провода, которая при росте токовой нагрузки может существенно повышаться. Температура нагрева провода при заданных величине тока и сечении провода зависит в основном от температуры окружающего воздуха, наличия ветра и его скорости, наружного диаметра провода. ПУЭ регламентируют максимальную допускаемую температуру нагрева провода, равной 70°C. При этом не происходит заметного ухудшения механических характеристик провода. ПУЭ устанавливают также величину максимальной длительно допустимой токовой нагрузки для проводов различных конструкций, которая исходит из температуры окружающего воздуха 25°C и отсутствия ветра.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации линии величина длительно допустимой токовой нагрузки может корректироваться.

§ 10. Вибрация проводов и тросов и защита от нее

Вибрация проводов — это вызванные ветром колебания провода в вертикальной плоскости, характеризующиеся небольшим размахом и большой частотой.

Вибрирующий провод в пролете имеет волнообразную форму (рис. 14, а). Колебания провода при вибрации представляют собой стоячие волны, когда точки провода с наибольшим размахом колебаний (пучности) и точки провода, остающиеся неподвижными в процессе колебаний (узлы), не меняют своего положения по длине провода. *Длина волны* вибрации равна удвоенному расстоянию между двумя соседними узлами (или пучностями). Наибольший размах колебаний называется *амплитудой вибрации*. Амплитуда вибрации обычно не превышает 3—5 см при длине волны от 1 до 10 м. За 1 с происходит от 5 до 100 колебаний.

Наименьшая скорость ветра, при которой возможна вибрация проводов, составляет 0,5—0,6 м/с. Верхняя граница колеблется от 4—5 м/с при высоте подвески провода 12 м до 8—10 м/с при высоте подвески провода около 70 м (на специальных переходах).

Вибрация проводов возникает вследствие образования завихрений воздушного потока при обтекании провода. Отрыв от провода образующихся за ним воздушных вихрей раскачивает провод в вертикальном направлении. Для возникновения вибрации необходимо, чтобы усилия, действующие на провод, были достаточно большими и чередовались по направлению (рис. 14, б). Такие усилия возникают только при равномерном ветре.

Вероятность возникновения вибрации возрастает с увеличением длины пролета линии, диаметра и высоты подвески провода. С изменением тяжения по проводу меняются

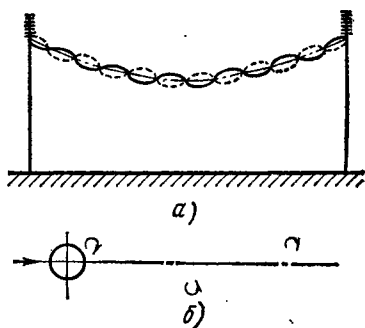


Рис. 14. Вибрация проводов:
а — форма провода в пролете при вибрации, б — отрыв вихрей от провода при вибрации

длина волны, амплитуда и частота вибрации. Вибрация проводов возникает при направлении ветра под углом 45° — 90° к оси линии. При углах 30° — 45° вибрация неустойчива, а при углах менее 20° — вообще не возникает. Чаще всего вибрация возникает на линиях, проходящих по открытой местности. Кустарники, постройки и деревья на трассе влияют на возникновение вибрации, так как они меняют направление и скорость воздушного потока. На линиях, проходящих по лесным массивам с высотой деревьев, близкой к высоте подвески провода, вибрация проводов практически не наблюдается.

[В результате вибрации в месте крепления провода в поддерживающем или натяжном зажиме возникают перегибы. Количество их в процессе эксплуатации быстро достигает очень больших величин и вызывает усталость металла провода. Происходит разрушение отдельных проволок провода, а затем и обрыв провода при нормальном тяжении.] Провод до разрушения выдерживают от полумиллиона до нескольких десятков миллионов перегибов. С увеличением тяжения по проводу усталость металла наступает при меньшем числе перегибов. Повреждения проводов от вибрации чаще всего возникают вблизи поддерживающих зажимов. Чем сильнее изгибается провод в зажиме и чем острее края плашек, зажимающих провод, тем скорее наступает разрушение провода от вибрации. [Наилучшие условия для работы провода создаются в зажимах с широким устьем и закругленными краями в месте выхода провода.] Повреждения проводов от вибрации вблизи натяжных зажимов наблюдаются редко, так как натяжной зажим может колебаться вокруг оси крепления вместе с проводом. Однако, если зажимы оказываются массивными, возможны повреждения провода от вибрации и вблизи натяжного зажима.

[При вибрации обычно в первую очередь происходит разрушение проволок наружного повива провода, так как они испытывают наибольшие перегибы.] Проволоки в месте излома имеют мелкозернистую структуру, края излома — гладкие. Шейки, характерные для разрыва проволок под действием тяжения, отсутствуют. Разрушение провода от вибрации развивается очень быстро, так как увеличиваются напряжения в оставшихся проволоках за счет уменьшения суммарного сечения провода.]

Защита проводов от вибраций осуществляется двумя способами. Первый из них заключается в искусственном усилении провода в местах подвески с помощью специаль-

ных армирующих прутков, второй — в гашении вибрации с помощью специальных гасителей.

На рис. 15 представлены два основных вида гасителей вибрации, применяющихся на линиях в Советском Союзе. Петлевой гаситель вибрации используется для гашения вибрации проводов небольших сечений — алюминиевых сечением 35—95 мм² и сталеалюминиевых сечением 35—70 мм² (рис. 15, а). Такой гаситель вибрации делается из отрезков того же провода, который монтируется на линии. Крепится он к проводу с помощью плашечных зажимов. Размеры петлевого гасителя вибрации в зависимости от примененного на линии провода приведены в табл. 5.

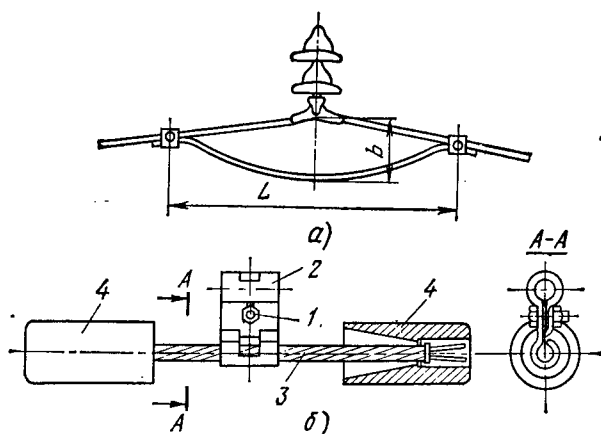


Рис. 15. Гасители вибрации:

а — петлевого типа, б — типовой с грузами; 1 — болт, 2 — захват, 3 — трос, 4 — грузы

Энергия вибрации проводов при установке петлевого гасителя вибрации поглощается за счет упругости петли и трения между собой проволок в отрезке провода, составляющего петлю.

Для гашения вибрации проводов больших сечений — алюминиевых сечением 120 мм² и более и сталеалюминиевых сечением 95 мм² и более, а также стальных проводов и тросов сечением 50 мм² и более — применяются типовые гасители вибрации (рис. 15, б), состоящие из двух чугунных грузов, закрепленных на отрезке стального троса. Размеры такого гасителя вибрации зависят от марки провода, для гашения вибрации которого рассчитан гаситель. Гашение вибрации происходит за счет поглощения энергии вибрации

Таблица 5. Размеры петлевых гасителей вибрации

Размеры (по рис. 15, а)	Марка провода		
	АС25, А35, А50	АС50, А70	АС70, А95
L , м	1	1,15	1,35
b , м	0,15	0,15	0,2

колебанием грузов и трением между собой проволок стального троса, к которому прикреплены грузы.

Стандартные гасители вибрации устанавливают на проводе вблизи натяжного или поддерживающего зажима. Количество устанавливаемых гасителей зависит от характера местности, по которой проходит линия, среднеэксплуатационного напряжения в проводе и длины пролета. Для обычных пролетов (длиной до 500 м) устанавливается не более одного гасителя вибрации с каждой стороны поддерживающего или у каждого натяжного зажима на каждой опоре при длине пролетов 80 м и более. Расстояние от гасителя вибрации до края поддерживающего или натяжного зажима определяется по следующей формуле:

$$S = 0,0013d\sqrt{T/10\rho},$$

где d — диаметр провода, мм, T — тяжение по проводу при среднеэксплуатационных условиях для среднего расчетного пролета, Н, ρ — масса 1 м провода, кг.

Гасители вибрации значительно сокращают амплитуду и продолжительность вибрации проводов, благодаря чему срок службы проводов увеличивается.

При применении на линиях электропередачи расщепления проводов в фазе дистанционные распорки, устанавливаемые на проводах, в значительной степени обеспечивают гашение вибрации проводов. Особенно эффективно гасят вибрацию парные распорки при групповой схеме их расположения (см. § 14) и расщеплении фазы на три и более проводов. В этих условиях установка дополнительных гасителей вибрации, как правило, не требуется, если расстояние между «кустами» распорок не превышает 60—75 м. На линиях с расщеплением фазы только на два провода виброгасящее действие дистанционных распорок несколько слабее и может потребоваться установка дополнительных гасителей вибрации, хотя количество их на каждом проводе обыч-

но меньше, чем на линиях с нерасщепленными проводами, проходящими в таких же условиях.

Так, на линиях с расщепленной фазой из двух проводов, соединенных распорками, защита от вибрации необходима при длинах пролетов более 150 м и среднеэксплуатационных напряжениях в сталеалюминиевых проводах, превышающих 40—45 МПа, в зависимости от марки провода и характера местности, по которой проходит линия.

Установка гасителей не требуется, если линия проходит по лесному массиву с высотой деревьев, превышающей высоту подвеса проводов, вдоль горных долин и т. п. препятствий, защищающих линию от поперечных ветров.

В соответствии с действующими «Методическими указаниями по типовой защите от вибрации проводов и тросов воздушных линий электропередачи напряжением 35—750 кВ» защита от вибрации одиночных проводов и тросов не требуется, если среднеэксплуатационные напряжения в них оказываются меньше 35—40 МПа для алюминиевых проводов и проводов из сплава АН; 40—45 МПа для сталеалюминиевых проводов и проводов из сплава АЖ; 100—110 МПа для медных проводов и 180—200 МПа для стальных проводов и тросов. Более точно эти величины определяются в зависимости от сечения проводов, длины пролетов и характера местности, по которой проходит линия: открытая, ровная местность без древесной растительности, сильно пересеченная или застроенная местность или наличие редкого или низкорослого леса.

В зависимости от условий прохождения трассы линии, конструктивных особенностей линий и тяжения по проводам и тросам гасители вибрации устанавливают либо с обеих сторон пролета, либо только с одной стороны, при этом рекомендуется устанавливать гасители вибрации через одну опору, т. е. по обе стороны от одной опоры и пропуская следующую.

Установка гасителей с одной стороны пролета допускается в условиях пониженной опасности вибрации в пролетах длиной менее 200 м, а также в пролетах длиной 200—320 м, если среднеэксплуатационное напряжение в проводах незначительно (на 5—10%) превышает указанные ранее безопасные для вибрации значения.

Установка гасителей вибрации обязательна как для одиночных проводов, так и для расщепленных независимо от среднеэксплуатационных напряжений в проводах при пересечении больших рек, водоемов, открытых горных долин, если длина пролета пересечения превышает 500 м для боль-

ших рек и водоемов и 800 м для горных долин, где вибрация проявляется несколько в меньшей степени, чем при пересечении рек и водоемов.

В переходных пролетах через реки и водоемы длиной 500—1500 м, а также через горные долины длиной 800—1500 м рекомендуется установка с каждой стороны пролета по два гасителя вибрации. Защита от вибрации проводов и тросов в переходных пролетах длиной более 1500 м, а также

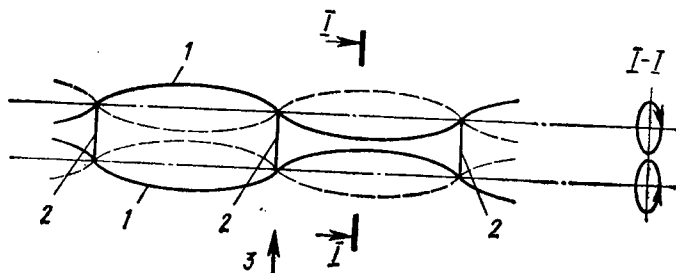


Рис. 16. Субколебания проводов расщепленной фазы:

1 — положение проводов между распорками при субколебаниях, 2 — распорки, 3 — направление ветра

независимо от длины пролета для проводов диаметром более 38 мм и проводов со среднеэксплуатационным тяжением более 180 кН должна производиться по специальному проекту.

На линиях с расщепленными фазами наряду с вибрацией наблюдается еще один вид колебаний проводов — это колебания проводов на участках между дистанционными распорками, связанные с экранированием одного из проводов другим при воздействии ветра на провода, расположенные в одной горизонтальной плоскости. Такой вид колебаний получил название субколебаний. Экранирование одного провода другим при ветре поперек линии и сравнительно небольшом расстоянии между проводами (0,3—0,4 м) приводит к тому, что экранируемый провод попадает в зону завихрений воздушного потока и возникают его колебания в основном в горизонтальной плоскости (рис. 16).

Амплитуда субколебаний от 5—6 см до нескольких десятков сантиметров, а период колебаний составляет от 0,2—0,5 до 1 с. Субколебания проводов возникают при достаточно больших скоростях ветра и могут приводить к соударениям и повреждениям проводов в результате соударений. Большую опасность субколебания представляют для

дистанционных распорок, детали которых могут истираться и разрушаться от длительного воздействия субколебаний проводов. По зарубежным данным отношение расстояния между проводами расщепленной фазы к диаметру проводов, уменьшающее вероятность появления субколебаний должно быть не менее 20. Однако из опыта эксплуатации линий 500 и 750 кВ в СССР можно сделать вывод, что при групповой схеме установки дистанционных распорок указанное отношение может быть уменьшено до 12—17. В случае появления на действующих линиях субколебаний проводов и повреждений проводов или распорок следует пересмотреть схему установки дистанционных распорок, уменьшив расстояния между распорками или заменив их на другую более совершенную конструкцию.

§ 11. Гололед и «ппяска» проводов

Образование гололеда. Образование гололеда на линиях обычно происходит в осенне-зимний период. Конденсация водяных паров в атмосфере в районе прохождения линии при температуре воздуха и проводов от 0 до -5°C приводит к образованию на проводах, тросах, арматуре и опорах гололедных отложений: инея (изморози), гололеда, мокрого снега. Возможно возникновение различных видов отложений одновременно. Иней (изморозь) представляет собой пушистые рыхлые отложения с плотностью 0,15—0,3 г/см³. Размер этих отложений на проводах может достигать в диаметре нескольких десятков сантиметров, но масса этих отложений невелика, поэтому чистая изморозь не представляет опасности для линии, если она не сочетается с сильным ветром.

Наиболее плотным видом отложений является гололед, плотность которого может достигать 0,7—0,9 г/см³. Чистый гололед образуется при конденсации пара в капли большого размера, которые, соприкасаясь с холодным проводом, не могут сразу кристаллизироваться, растекаются и замерзают. Отложения чистого гололеда на проводах могут иметь толщину стенки до нескольких сантиметров и создают значительные дополнительные нагрузки на провода и опоры линий.

При выпадении мокрого снега на проводах могут образоваться значительные по размеру (до 10—15 см) и массе отложения, которые при дальнейшем снижении температуры смерзаются и могут долгое время оставаться на проводе. Во время ветра, направленного перпендикулярно оси линии, гололед отлагается навстречу ветру и приобретает гребне-

образную форму (рис. 17, а). Односторонние отложения гололеда (рис. 17, б) создают крутящий момент относительно оси провода, способствующий поворачиванию провода и образованию более равномерного слоя гололеда.

Частота повторения и размеры гололеда зависят от климатических условий в районе прохождения линии. В СССР частые и крупные по размерам гололедообразования наблюдаются в Донбассе, на Северном Кавказе, побережьях

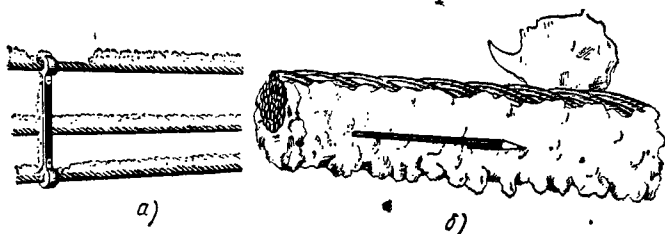


Рис. 17. Гололедные отложения на проводах:

а — гребнеобразный гололед, б — односторонний гололед (крыло)

Черного и Азовского морей, в прибрежных районах Дальнего Востока, о. Сахалин, в Башкирской АССР. В Сибири гололедообразования наблюдаются редко. Повторяемость гололеда зависит от высоты местности над уровнем моря: на высоте 500—600 м гололед возникает примерно в 9—10 раз чаще, чем на высоте до 100 м. Большое значение имеют также местные условия на трассе — наличие небольших возвышенностей, преимущественные направления ветра и т. п. На размер гололеда влияет и высота проводов над поверхностью земли: при увеличении ее с 2 до 12 м толщина стенки гололеда увеличивается в 2 раза.

Повреждения линий от гололеда. Превышение нагрузок от гололеда над расчетными приводит к увеличению тяжения по проводам сверх допустимого и к перегрузке опор линий. Если при этом запас прочности опор, проводов или арматуры оказывается недостаточным, происходит их повреждение.

Температура проводов линий вследствие протекания по ним электрического тока иногда на 1—2°С выше, чем температура окружающего воздуха. Грозозащитные тросы не обтекаются током и их температура не отличается от температуры воздуха. Поэтому при некоторых условиях образование гололеда происходит только на тросах, что приводит к значительному увеличению стрел провеса тросов и сближению проводов и тросов в пролете. В результате может

произойти перекрытие электрической дугой пространства между проводом и тросом.

Далее, если с провода в одном из пролетов сбрасывается гололед, то провод резко поднимается. Подскок провода зависит от размеров опавшего гололеда и наличия гололеда в соседних пролетах. При недостаточных расстояниях между проводами по вертикали происходит схлестывание проводов или междуфазовое перекрытие, сопровождающееся ожогами

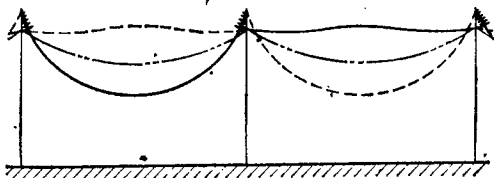


Рис. 18. Колебания проводов в пролете при «пляске»

провода электрической дуги. Чаще всего подскоки проводов наблюдаются при сбросе мокрого снега. Сброс гололеда обычно происходит не по всей длине пролета, что ограничивает высоту подскока.

При больших отложениях изморози или снега увеличивается отклонение проводов под действием ветра, направленного поперек линии, они приближаются к опоре на недопустимые расстояния и происходит перекрытие с провода на опору.

Давление ветра на провода покрытые гололедом резко возрастает при увеличении скорости ветра и наличии гололеда на проводах. Это особенно опасно при понижении температуры воздуха до минус 8—10°C и ниже и наличии на проводах гололедных отложений большого диаметра (мокрого снега, смеси и т. п.). При этом провода и опоры линий испытывают большие нагрузки, значительно превышающие расчетные, и происходит массовая поломка опор и обрывы проводов и тросов.

«Пляска» проводов. «Пляска» представляет колебания проводов, которые в отличие от вибрации характеризуются большими амплитудами и незначительной частотой. Длина волны при «пляске» достигает нескольких сотен метров. Наибольшие амплитуды колебаний (до 10—12 м) наблюдаются, если длина полуволны колебаний равна длине пролета (рис. 18). Если в пролете укладывается больше одной полуволны, амплитуда колебаний не превышает 2—4 м. Период колебаний провода при «пляске» составляет обыч-

но несколько секунд и получается наибольшим при одной полуовне в пролете.

«Пляска» проводов возникает при порывистых ветрах, направленных под углом $30-90^\circ$ к линии, со скоростью $10-18$ м/с в период, когда провода покрыты односторонним гололедом. «Пляска» проводов без гололеда наблюдается очень редко и характеризуется небольшими амплитудами колебаний. При обтекании ветром провода с односторонним гололедом на провод действуют подъемные усилия, которые в сочетании с порывистым ветром приводят к возникновению колебаний.

«Пляска» проводов зависит от многих величин, трудно поддающихся точному расчету. При «пляске» на опоры линий действуют большие динамические нагрузки, которые могут привести к поломке опор.

Недостаточная шарнирность узла крепления гирлянд изоляторов к опорам может привести к разрушению его и падению провода. Часто «пляска» проводов приводит к перекрытиям между проводами или между проводами и тросами в пролетах. В результате этого иногда происходят обрывы проводов и тросов из-за пережогов.

В процессе эксплуатации на каждой линии необходимо установить участки, где наблюдается «пляска», и условия ее возникновения.

Часто «пляска» проводов наблюдается на линиях электропередачи напряжением $330-500$ кВ с расщепленными фазами. Распорки между проводами фазы препятствуют поворачиванию проводов при образовании гололеда, провод с гололедом в поперечном сечении приобретает форму крыла (см. рис. 17, б), создаются благоприятные условия для возникновения «пляски» проводов. Продолжительность ее может быть различной и зависит от времени, в течение которого не изменяются условия, вызывающие «пляску» проводов.

Борьба с «пляской» проводов осуществляется как пассивными, так и активными методами.

К пассивным методам относятся: соответствующий выбор расстояний между проводами и между проводами и тросами, который либо исключает, либо снижает до минимума схлестывание проводов и тросов, устройство узлов крепления проводов к опорам, обеспечивающих необходимую шарнирность в вертикальной и горизонтальной плоскостях при перемещении проводов и тросов во время «пляски», укрепление шлейфов на анкерных опорах, препятствующее их приближению к траверсам опор при «пляске».

К активным мероприятиям относится: применение механических устройств, ограничивающих перемещение проводов при «пляске», включая демпфирующие устройства (например, крутильные гасители «пляски», которые устанавливаются по концам пролета), применение аэродинамических устройств, препятствующих возникновению «пляски» или резко ограничивающих амплитуду колебаний (например, плоские обтекатели, закрепляемые на отдельных участках провода в пролете).

Следует отметить, что различные гасители и устройства для борьбы с «пляской» разрабатываются и проходят проверку в энергосистемах, где линии особенно подвержены «пляске» проводов и тросов.

Вся территория СССР в зависимости от интенсивности «пляски» проводов и тросов в соответствии с ПУЭ разделена на три района. Имеется карта районирования территории СССР по интенсивности «пляски». I район с редкой «пляской» проводов, где повторяемость «пляски» реже 1 раза в 10 лет, II район с умеренной «пляской» проводов, где повторяемость «пляски» составляет 1 раз в 5—10 лет и III район с частой и интенсивной «пляской» проводов, где повторяемость «пляски» более 1 раза в 5 лет. II район по интенсивности «пляски» проводов расположен в основном между 56-й и 44-й параллелями от западной границы СССР до Новосибирской области. III район, где отмечена частая и интенсивная «пляска» проводов и тросов, находится в Донбассе, на юге Украины, Средней Волге и в Башкирии. Остальная территория СССР отнесена к I району.

Плавка гололеда. Чтобы предотвратить повреждения линии от гололедных отложений и «пляски» проводов, необходимо принимать меры к удалению появившегося на проводах гололеда или предупреждать его появление. Для своевременной организации борьбы с гололедом на метеостанциях ведутся необходимые наблюдения.

Средством обнаружения и сигнализации о величине гололедных отложений на проводах линий являются дистанционные сигнализаторы гололеда. Выпускаемые отечественной промышленностью дистанционные сигнализаторы гололеда состоят из трех блоков: датчика сигналов гололедных нагрузок, передатчика и приемника высокочастотных сигналов. Датчик нагрузок и передатчик устанавливают на опоре линии так, что нагрузка от массы провода передается на динамометр датчика, и при увеличении ее под действием гололеда происходит замыкание контактов, включающих передатчик, который, в свою очередь, посылает сигнал в

установленный, например, на подстанции приемник и последний сигнализирует о появлении гололеда.

Однако область эффективного применения сигнализаторов гололеда ограничена. Датчик гололедных нагрузок может реагировать только на достаточно большие по массе отложения гололеда. В то же время «пляска» проводов чаще всего вызывается весьма небольшими по величине односторонними и неравномерными отложениями. Поэтому сигнализаторы гололеда неприменимы как средство сигнализации о появлении условий, могущих вызвать «пляску» проводов.

В настоящее время ведется работа над совершенствованием конструкции и повышением надежности сигнализаторов гололеда на линиях.

Наиболее эффективным и рациональным способом борьбы с гололедом является плавка гололеда путем нагрева проводов электрическим током. Увеличение токовой нагрузки на провод приводит к повышению температуры провода и опаданию гололеда. Необходимый ток для плавки зачастую можно создать, увеличив передаваемую по линии мощность или включив линию на искусственное короткое замыкание. Увеличение мощности, передаваемой по линии, не всегда возможно. Схема плавки гололеда током короткого замыкания зависит от параметров линии и режима работы системы, а время плавки гололеда — от температуры воздуха, наличия ветра, его скорости и величины гололеда. Во время плавки на линии должно вестись наблюдение за опаданием гололеда, так как сброс гололеда на отдельных участках может привести к перегреву провода и потере им механической прочности на этих участках. При сбросе гололеда плавка немедленно прекращается. В некоторых случаях целесообразно проводить предупредительную плавку гололеда, когда гололедообразование только началось и величина отложений мала, так как ток, необходимый для предупреждения образования гололеда, меньше, чем ток плавки.

На линиях напряжением 220 кВ и выше для плавки гололеда требуются очень большие токи в связи с применением на этих линиях проводов больших сечений и расщеплением фазы на несколько проводов. На линиях 500 кВ токи плавки достигают 4500—5000 А. При большой протяженности линий и большом индуктивном сопротивлении плавки гололеда переменным током требует очень высоких напряжений источника плавки и очень больших реактивных мощностей. В связи с этим плавка гололеда переменным током на линиях 220 кВ и выше, как правило, практически не возможна. На таких линиях плавка гололеда может осуществ-

ляться постоянным током от специальных выпрямительных установок, которые монтируются на подстанциях и питаются от этих подстанций. При тех же токах плавки напряжение плавки постоянным током в 10 и более раз ниже, чем при плавке переменным током. Реактивная мощность на плавку не расходуется, а потери активной мощности сравнительно невелики, так как очень мало активное сопротивление провода.

Для плавки гололеда постоянным током разработаны специальные выпрямительные агрегаты ВУКН-1200-14000. Эти агрегаты подключаются к источнику переменного тока напряжением до 10 кВ и дают выпрямленный ток напряжением до 14 кВ. Два таких агрегата, соединенных параллельно, могут обеспечить плавку гололеда на линии 220 кВ протяженностью около 100—120 км. При последовательном соединении нескольких агрегатов, питающихся от отдельных трансформаторов или отдельных систем шин, может быть получено более высокое напряжение постоянного тока, т. е. увеличена длина участка плавки. К недостаткам агрегата относятся довольно высокая стоимость самого агрегата и дополнительного оборудования, необходимого для его эксплуатации, а также его ограниченные возможности для плавки гололеда на линиях напряжением 330 кВ и выше большой протяженности.

Удаление гололеда с проводов может производиться также механическим путем. Самый простой способ механического удаления гололеда — сбивание, которое производится с земли с помощью длинных шестов или из корзины автовышки. Практикуют также срезание гололеда с помощью стального тросика и удаление гололеда с помощью специальных роликов-ледорезов. Эти методы требуют много времени и применяются только на коротких участках линий.

§ 12. Соединение проводов и тросов

Длина провода или троса, намотанного на барабан, называется строительной длиной. Строительная длина проводов и тросов колеблется от 0,6—1 км для проводов крупных сечений до нескольких километров для проводов мелких сечений. Соединение участков проводов при монтаже производится различными соединительными зажимами или с помощью сварки. В эксплуатации необходимость соединения проводов возникает при ликвидации различных повреждений на проводах, а также при различных реконструк-

тивных работах, связанных с разрезанием проводов и тросов.

Соединения проводов должны обеспечивать, во-первых, надежный и не меняющийся с течением времени (стабильный) электрический контакт и, во-вторых, высокую механическую прочность. От качества соединений проводов во многом зависит надежная работа линий электропередачи. К соединениям грозозащитных тросов предъявляются менее



Рис. 19. Электрический контакт в зажиме

жесткие требования в отношении электрического контакта, так как они не несут постоянной токовой нагрузки.

Элементарный электрический контакт (рис. 19) представляет собой сумму точечных контактов между двумя проводниками. Попадание в пространство между точечными контактами влаги и грязи способствует увеличению электрического сопротивления. Предохранение от загрязнения (герметизация) контакта обеспечивает значительное повышение надежности контактного соединения. Особенно важна герметизация контакта при соединении многопроволочных проводов, где точечные контакты имеются не только между концами соединяемых проводов, но и между отдельными проволоками разных повивов провода. Нарушение контактов между проволоками приводит к перегрузке отдельных проволок электрическим током, перегреву этих проволок и всего соединения. Это, в свою очередь, влечет за собой снижение механической прочности провода в месте соединения и может вызвать обрыв провода.

Различают болтовые, прессуемые, сварные и монтируемые скручиванием соединители проводов. Болтовые соединители не обеспечивают герметичности контакта и, следовательно, стабильности всего соединения. Поэтому такие соединители проверяют чаще, чем соединители других типов. В настоящее время болтовые соединители на линиях применяют очень редко.

С применением прессуемых и монтируемых скручиванием соединителей значительно повышается герметичность соединения. При соблюдении всех требований к монтажу их можно эксплуатировать в течение десятков лет. Прессуемые и монтируемые скручиванием соединители являются неразборными и при появлении дефекта они подлежат вырезке и замене новыми. Надежность прессуемых и монтируемых скручиванием соединителей гораздо выше, чем болтовых.

В некоторых случаях возникает необходимость в соединении проводов, изготовленных из различных материалов при сооружении переходов, когда соединяются сталеалюминиевые и сталебронзовые провода, на линиях, где подвешены и медные, и сталеалюминиевые провода, и т. п. Соединения проводов из разных материалов требуют особой тщательности, так как при загрязнении такого контакта может возникнуть электролитическая пара и контакт быстро разрушится. Поэтому переходные соединители изготавливают в заводских условиях, что повышает их надежность. На линиях производится только монтаж контактов одинаковых материалов. Переходные соединения требуют более тщательного контроля, чем прессуемые или монтируемые скручиванием.

Контроль соединителей производится путем измерения величины сопротивления контакта. Увеличение сопротивления приводит к перегреву соединителя под действием электрического тока и к потере проводом механической прочности в месте соединения («перегорание» провода в соединителе).

Для создания стабильного электрического контакта в месте соединения проводов целесообразно осуществить цельнометаллическое соединение с помощью различных видов сварки — электрической, газовой и термитной.

Электрическая и газовая сварки требуют специального оборудования, транспортировка которого по трассе линии усложняет работу, и должны производиться специально обученным персоналом.

На линиях широко применяется соединение проводов сваркой с помощью термитных патронов (термитная сварка). Такая сварка обеспечивает надежный, полностью стабильный электрический контакт. Она не требует сложных приспособлений и успешно применяется в любых условиях на трассе линий. Термитной сваркой можно соединять медные, алюминиевые и сталеалюминиевые провода.

Термитный патрон (рис. 20) состоит из кокиля 1, вкладыша 2 и термитной массы 3. Кокиль, в который с двух сторон вставляют концы свариваемых проводов 4, представляет собой трубку из стального листа в патронах для сталеалюминиевых и алюминиевых проводов и медную трубку для медных проводов. Кокиль служит для более равномерного распределения теплоты по поверхности свариваемого провода и одновременного расплавления проволок внутреннего и внешнего повивов, а также предохранения зоны свар-

ки от попадания термитного железа, образующегося при горении термита.

Вкладыш в зависимости от материала свариваемых проводов делается из алюминия или фосфористой меди.

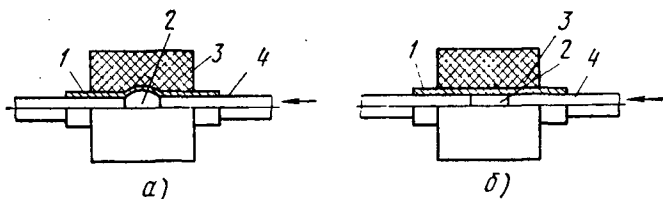


Рис. 20. Термитный патрон в разрезе:

а — для сталеалюминиевых проводов, б — для медных проводов

На кокиль напрессована термитная масса. Свариваемые провода перед сваркой закрепляют в специальном приспособлении (клещах). Термитную массу патрона поджигают специальной термитной спичкой.

При сварке сталеалюминиевых проводов происходит расплавление вкладыша и алюминиевых повивов провода. При сварке медных проводов сечением более 35 мм² обычно расплавляется только вкладыш и его металл заполняет пустоты между отдельными проволоками провода.

Контроль сварных соединений производят только один раз после сварки. Периодического контроля в дальнейшем не требуется.

Недостатком термитной сварки проводов является невысокая механическая прочность соединения. Поэтому при сварке проводов в пролете приходится дополнительно устанавливать соединитель. В петлях анкерных опор, где механические нагрузки на провод незначительны, прочность сварного соединения достаточна, и соединитель, как правило, не устанавливают.

В последние годы при строительстве линий для соединения проводов больших сечений применяется опрессование соединителей методом взрыва. Этот метод требует соблюдения специальных мер безопасности, но позволяет существенно сократить время, необходимое для соединения проводов по сравнению с опрессованием. Он может быть применен и для соединения проводов больших сечений в петлях анкерных опор, где термитная сварка не обеспечивает необходимой прочности соединения проводов.

§ 13. Изоляторы

Изоляторы предназначены для изоляции проводов от опор. Условия работы изоляторов на линиях вызывают определенные требования к материалу изоляторов и их конструкции.

В зависимости от назначения и способа крепления изоляторов к опорам различают подвесные изоляторы, применяемые на линиях напряжением 35 кВ и выше, и штыревые изоляторы, применяемые на линиях до 35 кВ. Подвесные изоляторы обладают более высокими механическими характеристиками, чем штыревые. Конструкция подвесных изоляторов позволяет собирать из отдельных изоляторов гирлянды необходимой длины и зависимости от напряжения линии. Штыревые изоляторы рассчитываются только на одно из напряжений линии, поэтому линиям разных напряжений соответствуют разные типы штыревых изоляторов.

Основными изоляционными материалами, используемыми для изготовления изоляторов, являются фарфор и стекло. Фарфор обладает высокими изоляционными свойствами и механической прочностью, что обеспечивает длительную и надежную работу изоляторов. В последние годы все более широкое применение находят изоляторы из закаленного стекла. Изоляторы из закаленного стекла не уступают аналогичным типам фарфоровых изоляторов. Вместе с тем стекло является более дешевым материалом. Фарфоровый изолятор, потерявший изолирующие свойства в результате пробоя или старения, выявляется только путем проведения специальных измерений. Дефектный изолятор из закаленного стекла выявляется осмотром, так как у него разрушается стеклянная тарелка, при этом отрыва стержня изолятора от шапки не происходит.

Конструкция фарфоровых и стеклянных подвесных изоляторов аналогична. Изолятор (рис. 21) состоит из следующих основных частей: шапки 1, изолирующей детали 4, стержня 3, замка или шплинта 2.

Изолирующая деталь является изолирующей частью и изготавливается из фарфора или стекла. Нижняя сторона ее

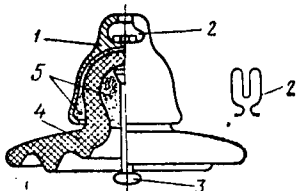


Рис. 21. Подвесной изолятор в разрезе:

1 — шапка, 2 — замок, 3 — стержень, 4 — изолирующая деталь, 5 — цементная связка

иногда делается ребристой для увеличения поверхности изоляции.

В последние годы получили распространение подвесные изоляторы с изолирующей деталью из закаленного стекла, имеющей коническую или сферическую гладкую форму и диаметр до 450 мм (рис. 22, б). Такая форма изолирующей

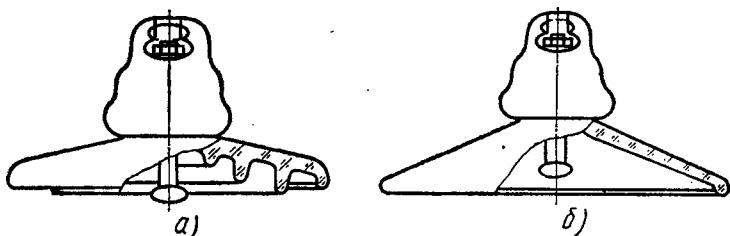


Рис. 22. Подвесные изоляторы ПС210 В (а) и ПС160 (б)

детали обеспечивает хорошую очистку поверхности от загрязнений при ветре и дожде и более высокие изоляционные характеристики изоляторов. Шапка и стержень служат для крепления изоляторов к сцепной арматуре и соединения изоляторов в гирлянде. Шапка изготавливается из ковкого чугуна, стержень — из стали. Замок, изготавливаемый из стали или бронзы, предотвращает самопроизвольное расцепление изоляторов в гирлянде. Шапка и стержень соединяются с изолирующей деталью изолятора цементной связкой. Так как фарфор, стекло, цемент и металл имеют различные температурные коэффициенты расширения, то для предотвращения механических напряжений между изолирующей деталью и шапкой и между изолирующей деталью и стержнем устанавливают мягкие амортизирующие прокладки, а поверхность изолирующей детали в местах заделки стержня и шапки обмазывают битумом. Поверхность фарфора изоляторов для улучшения диэлектрических характеристик покрывают глазурью, металлические детали для предохранения от коррозии оцинковывают.

При маркировке подвесных изоляторов цифрой указывается разрушающая нагрузка для данного типа изоляторов (кН). Буквы обозначают: П — подвесной, С — стеклянный, Ф — фарфоровый, Г — грязестойкий. Наибольшее распространение на линиях напряжением до 220 кВ включительно получили изоляторы ПС70 и ПФ70 с разрушающей нагрузкой 70 кН. В натяжных гирляндах 220 кВ и на линиях более высокого напряжения применяются изоляторы с

разрушающей нагрузкой 120, 160, 210, 300 и 400 кН. Конструкции этих изоляторов одинаковы, но геометрические размеры и масса увеличиваются с повышением нагрузки.

Различают подвесные изоляторы, предназначенные для работы в нормальных условиях (ПС и ПФ), и грязестойкие изоляторы, предназначенные для работы в районах с загрязненной атмосферой (ПСГ и ПФГ). Грязестойкие изоляторы отличаются от обычных формой тарелки, которая имеет более развитую поверхность и большую длину пути тока утечки (рис. 23). Конструкция грязестойких изоляторов должна обеспечивать смывание с их поверхности загрязнений дождем.

Изоляция линий выбирается исходя из обеспечения надежной работы как в нормальных условиях при рабочем напряжении, так и при грозовых и коммутационных (внутренних) перенапряжениях. Для выбора изоляции по наибольшему рабочему напряжению в зависимости от района

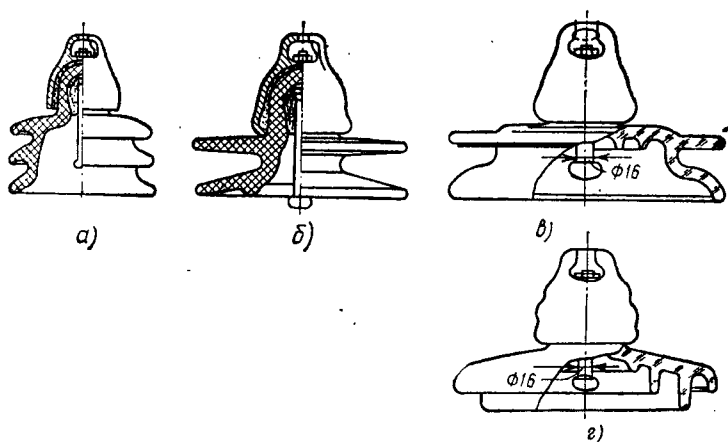


Рис. 23. Типы грязестойких изоляторов:
а — ПФГ-5, б — ПФГ-6, в — ПСГ70-А, г — ПСГ-160

прохождения линии задается определенный уровень изоляции, который характеризуется удельной длиной пути тока утечки. В обычных условиях прохождения линии в незагрязненной атмосфере (луг, лес, пашня) удельная длина пути тока утечки принимается 1,3—1,6 см/кВ, в условиях загрязненной атмосферы (берег моря, вблизи химических и металлургических комбинатов и т. п.) — в соответствии с

Таблица 6. Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах

Тип изолятора	Количество изоляторов, шт., при номинальном напряжении линии, кВ						
	35	110	150	220	330	500	750
ПФ70	3	7	9—10	12—14	18—20		
ПС70	3	8	10	14	21	29	
ПС120	3	7	9	13	19	26	2×38
ПС160	—	6	8	12	17	24	2×33
ПС210	—	—	—	10	15	21	30
ПС300	—	—	—	11	16	22	29

утвержденными нормами до 3,5—4 см/кВ. Исходя из этих значений и учитывая характеристики изоляторов, для каждой линии выбирается соответствующее количество изоляторов.

В табл. 6 приведено нормированное количество изоляторов в одноцепных поддерживающих гирляндах линий 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах в условиях чистой атмосферы.

На линиях 35—220 кВ с деревянными опорами количество изоляторов принимается на один меньше, чем указано в табл. 6. Количество изоляторов в натяжных гирляндах на линиях 35 и 110 кВ следует увеличивать на один изолятор по сравнению с поддерживающими гирляндами.

Наряду с фарфоровыми и стеклянными подвесными изоляторами в последние годы ведется разработка и изготовление опытно-про-

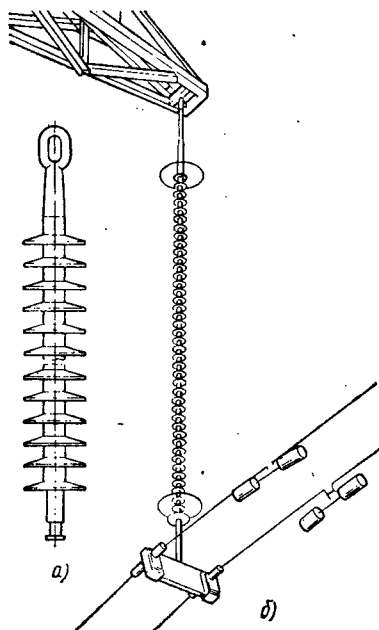


Рис. 24. Полимерные изоляторы: а — с развитой поверхностью, б — на линии 330 кВ

мышленных длинностержневых полимерных изоляторов (рис. 24, а). Такие изоляторы состоят из стеклопластикового стержня необходимой длины диаметром от 12 до 36 мм в зависимости от механической нагрузки, воспринимаемой изолятором. На поверхность этого стержня наносится защитное покрытие с ребрами для увеличения длины пути тока утечки по поверхности изолятора. В качестве защитного покрытия и ребер используются различные материалы: кремнеорганическая резина, фторопласт и др.

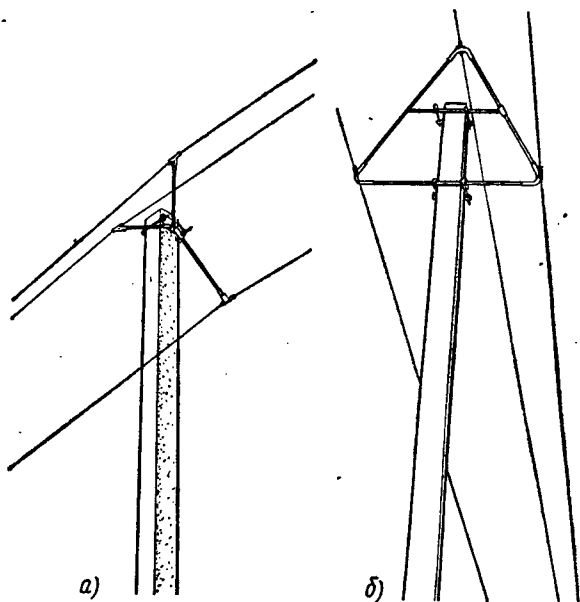


Рис. 25. Полимерные изолирующие траверсы на линии 10 кВ:
а — трехлучевая траверса, б — треугольная траверса

На концах стержня закрепляются стальные оконцеватели в виде проушины, скобы или стержня, которыми полимерный изолятор крепится с помощью деталей линейной арматуры к опоре и проводам.

Полимерные изоляторы в настоящее время разработаны для линий 35—500 кВ и проходят опытную проверку на стендах и действующих линиях (рис. 24, б). Следует отметить, что применение полимерных изоляторов наиболее эффективно на линиях сверхвысокого напряжения 330 кВ и выше, на которых масса натяжных и поддерживающих

гирлянд из подвесных изоляторов становится соизмеримой с массой проводов в пролете, которые подвешены с помощью этих гирлянд изоляторов. Замена гирлянд подвесных изоляторов на полимерные длинностержневые изоляторы на этих линиях позволит снизить массу изолирующих подвесок в 5 и более раз. Кроме того, ожидаемая надежность полимерных изоляторов по крайней мере в 10 раз выше, чем надежность работы гирлянд из подвесных изоляторов. Полимерные изоляторы в отличие от фарфоровых и стеклянных значительно более устойчивы к внешним ударам и расстрелам из охотничьих ружей.

Кроме длинностержневых полимерных изоляторов разработаны также полимерные изолирующие траверсы для

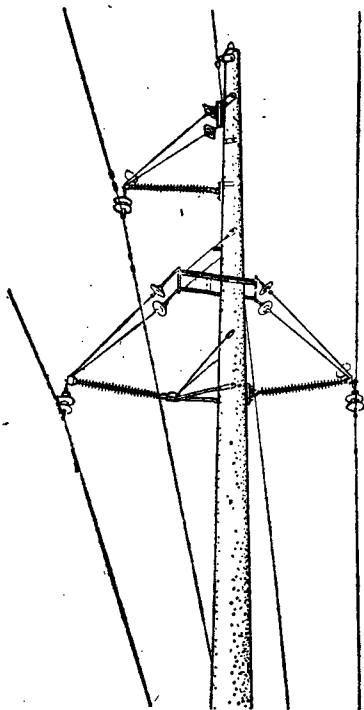


Рис. 26. Изолирующие траверсы на линии 110 кВ

линий 6—10 и 35—110 кВ, к которым провода линии крепятся непосредственно без дополнительных изоляторов. Изолирующие траверсы для линий 6—10 кВ (рис. 25) делают из гладких стеклопластиковых стержней с защитным покрытием, на концах которых крепятся провода.

Траверсы для линий 35—110 кВ (рис. 26) состоят из двух ребристых стеклопластиковых стержней с защитным покрытием, из которых один или два наклонных работают на растяжение, а другой, горизонтальный — на сжатие. Стержни крепятся к железобетонной стойке опоры с помощью металлических деталей, а на другом конце стержни соединены между собой и к ним крепится поддерживающий зажим с проводом (на ВЛ 110 кВ

иногда через 1—2 подвесных изолятора).

Применение изолирующих траверс из полимерных стержней на линиях 35 кВ и выше позволяет отказаться от поддерживающих гирлянд изоляторов, увеличить высоту под-

вески проводов и длину пролетов на тех же опорах, что, в свою очередь, приводит к снижению расхода металла, железобетона и трудозатрат при строительстве линий.

Полимерные элементы применяются в качестве изолирующих междуфазовых распорок для линий 110 и 220 кВ с треугольным и вертикальным расположением проводов. Такие распорки состоят из полимерных изоляторов соответствующей длины с закрепленными по концам зажимами для крепления к проводам двух соседних фаз. Установка изолирующих междуфазовых распорок в пролете позволяет уменьшить расстояния между проводами разных фаз на опорах и при этом предотвратить схлестывание их при «пляске» и сбросе гололеда или изморози. Таким образом, применение междуфазовых изолирующих распорок с одной стороны позволяет применять более легкие опоры в районах, где наблюдается «пляска» проводов и большие гололедные нагрузки, а с другой стороны, одновременно существенно повышает надежность работы линий в эксплуатации.

Особо следует отметить

изоляторы длинностержневого типа, представляющие собой фарфоровый ребристый стержень с шапками из ковкого чугуна на торцах. Конструкция этих изоляторов исключает электрический пробой, но их механическая прочность в большой степени зависит от качества изготовления, неоднородности фарфора, искривления стержня и др. Изоляторы длинностержневого типа широкого распространения в нашей стране пока не получили.

На линиях применяют штыревые фарфоровые ШФ и стеклянные ШС изоляторы (рис. 27, а, б) на напряжение 6, 10, 20 и 35 кВ (ШФ6, ШС6 и т. д.). Провода крепят к штыревым изоляторам с помощью вязки мягкой проволокой или специальных зажимов. Для крепления изоляторов на крюках или штырях внутренняя полость изолятора имеет винтовую нарезку. Изолятор на штырь или крюк

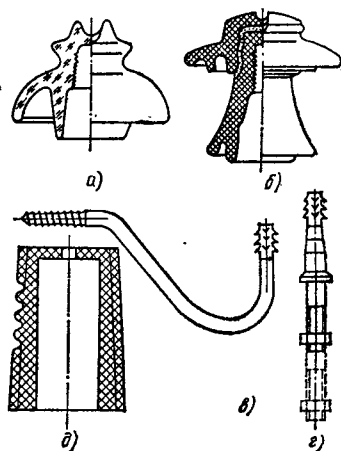


Рис. 27. Штыревые изоляторы и детали их крепления:

а — сплошной стеклянный изолятор для линий 6—10 кВ, б — составной фарфоровый изолятор для линий 20—35 кВ, в — крюк, г — штырь, д — полиэтиленовый колпачок

(рис. 27, в, г) навинчивается либо с паклей, пропитанной суриком, либо с помощью полиэтиленовых колпачков (рис. 27, д). Разрушающая нагрузка штыревых изоляторов составляет от 14 кН для ШФ6 до 30 кН для ШФ35, поэтому применение этих изоляторов на линиях с большим сечением проводов невозможно. Штыревые изоляторы применяются на линиях 6—10 кВ, а также на некоторых линиях 20 и 35 кВ.

Изоляторы на линиях выбирают, исходя из обеспечения определенных запасов прочности по отношению к минимальной гарантированной прочности изоляторов. Так, при наибольшей нагрузке коэффициент запаса прочности для подвесных изоляторов должен быть не менее 2,7, а при среднеэксплуатационных условиях работы линии — не менее 5.

§ 14. Линейная арматура

К линейной арматуре относятся металлические детали, служащие для крепления проводов и тросов к гирляндам изоляторов и крепления гирлянд к опорам, соединения проводов и тросов, улучшения распределения напряжения по гирляндам изоляторов, поддержания проводов расщепленных фаз на определенных расстояниях друг от друга. По назначению арматура делится на натяжные и поддерживающие зажимы, сцепные детали, соединители, дистанционные распорки, гасители вибрации, защитные кольца (экраны) и рога.

Натяжные зажимы служат для крепления проводов и тросов на анкерных опорах. По принципу действия они делятся на клиновые, болтовые и прессуемые. Натяжные клиновые зажимы применяют для крепления медных и стальных проводов и тросов малых и средних сечений. Зажимы для медных проводов имеют вид, показанный на рис. 28, а. Провод вкладывают в желоб корпуса и зажимают с помощью специального клина. Зажим для стальных проводов и тросов (рис. 28, б) представляет собой клинкоуш, заклинивание провода в котором происходит по двум граням клина, что обеспечивает большую прочность крепления. Для лучшего сцепления с проводом на желоб корпуса и клин нанесена поперечная насечка.

Для крепления алюминиевых, медных и сталеалюминиевых проводов сечением до 240 мм² применяют болтовые натяжные зажимы (рис. 24, в). Закрепление провода с необходимой прочностью обеспечивается зажиманием его с помощью плашек и U-образных болтов.

В настоящее время выпускаются немагнитные болтовые натяжные зажимы, в которых вместо чугунных и стальных плашек для закрепления провода применены алюминиевые плашки, снижающие магнитные потери в 3—4 раза.

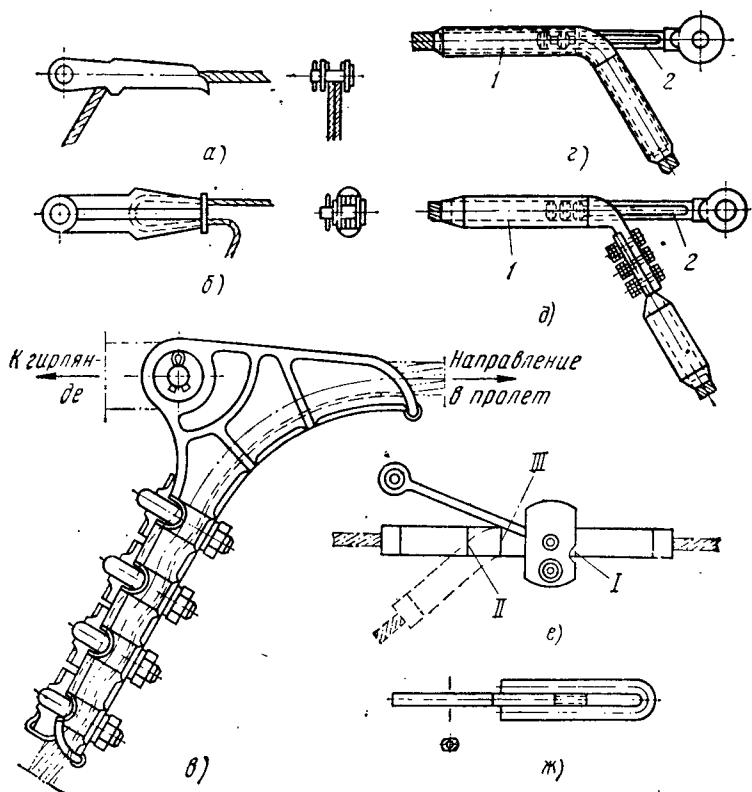


Рис. 28. Натяжные зажимы:

а — клиновой зажим для медных проводов, б — клин-коуш для стальных проводов и тросов, в — болтовой зажим, г — прессуемый неразъемный зажим, д — прессуемый разъемный зажим, е — прессуемый зажим, не требующий разрезания провода, ж — прессуемый зажим для стальных тросов; 1 — корпус, 2 — стальной анкер

Натяжные прессуемые зажимы (рис. 28, г) применяют для крепления сталеалюминиевых проводов сечением 300 мм² и более. Зажим состоит из стального анкера и алюминиевого корпуса. Анкер служит для крепления провода к опоре, корпус является проводящей частью зажима. Натяжные прессуемые зажимы могут быть разъемными

(рис. 28, д). Корпус таких зажимов состоит из двух частей, соединяемых между собой болтами. В настоящее время применяется также конструкция прессуемых натяжных зажимов, монтируемых без разрезания провода (рис. 28, е).

Натяжные прессуемые зажимы применяются также для крепления к анкерным опорам стальных грозозащитных тросов сечением 70 мм² и более. Такие зажимы (рис. 28, ж) состоят из прессуемого корпуса с приваренной к нему проушиной.

Поддерживающие зажимы служат для крепления проводов на промежуточных опорах. Эти зажимы делятся на глухие, выпускающие и зажимы с ограниченной прочностью заделки.

Глухие зажимы обеспечивают закрепление провода без проскальзывания его в любом режиме работы линии. Провода укладывают в лодочку и прижимают плашками с болтами (рис. 29, а). Лодочка шарнирно связана с подвеской, она может качаться относительно оси, находящейся на уровне провода. Подвеска также шарнирно связана с гирляндой изоляторов.

Для уменьшения усилий, действующих на опоры при обрыве провода, иногда применяют выпускающие поддерживающие зажимы. Выпускающие зажимы отличаются от глухих способом подвески лодочки, обеспечивающим сбрасывание ее при возникновении разности тяжений по проводу в соседних пролетах, вызывающей отклонение поддерживающей гирлянды изоляторов на угол 35—40°. Применение выпускающих зажимов в труднодоступных, сильно пересеченных и населенных местностях не разрешается.

Ограничение усилий, действующих на опору при обрыве провода, может быть достигнуто применением зажимов с ограниченной прочностью заделки (рис. 29, б). Принципиально эти зажимы не отличаются от глухих, но затяжка прижимных плашек у них осуществляется таким образом, что при усилиях, превышающих некоторую заданную величину, происходит проскальзывание провода в зажиме.

Разработаны также глухие зажимы и зажимы ограниченной прочности заделки для крепления проводов на промежуточных угловых опорах (рис. 29, в). К корпусу этих зажимов крепятся расположенные спереди и сзади каждого зажима спаренные ролики для облегчения монтажа проводов.

К сцепной арматуре относятся скобы, серьги, ушки однолапчатые, двухлапчатые и специальные, регулирующие и промежуточные звенья, двухцепные и трехцепные коромыс-

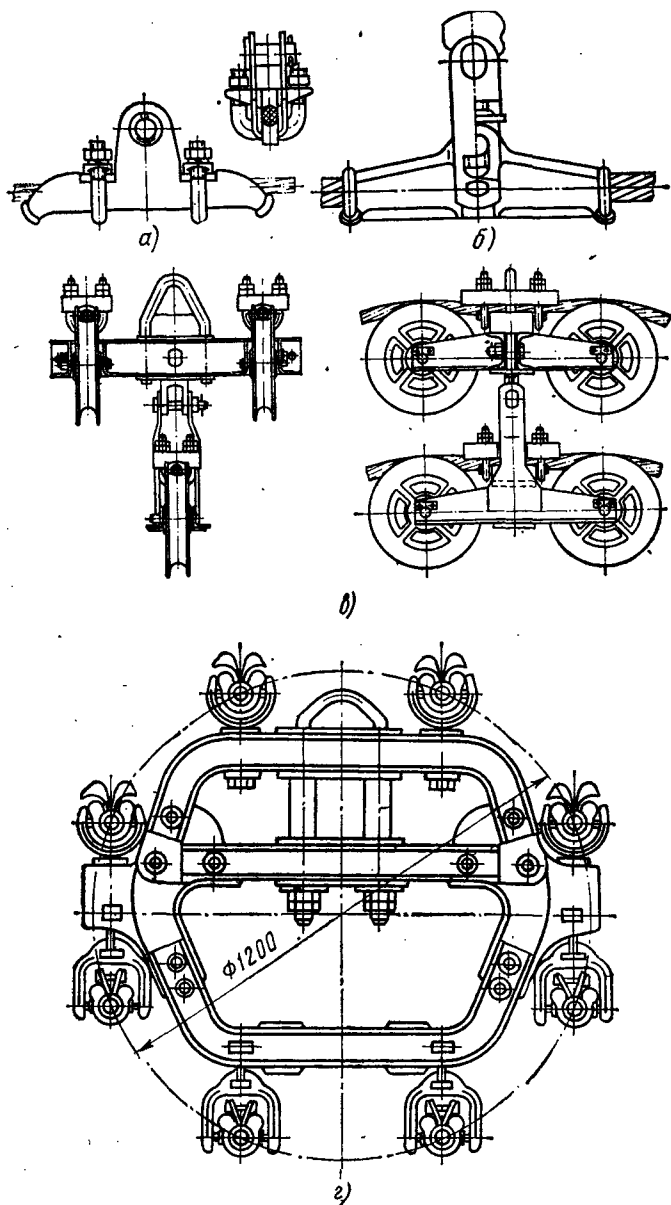
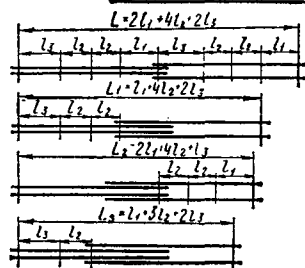
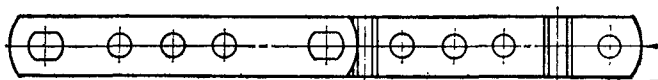
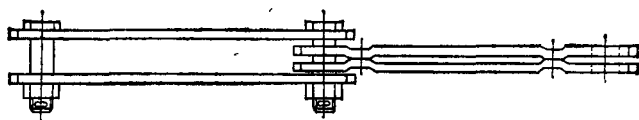
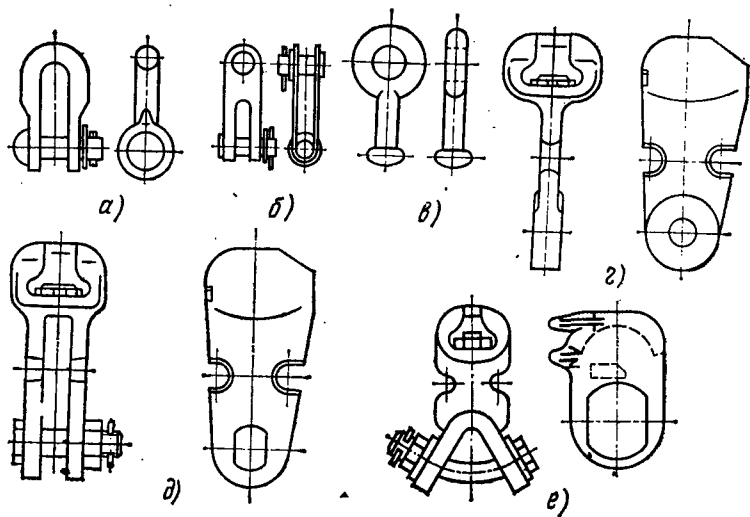


Рис. 29. Поддерживающие зажимы:

а — глухой, б — ограниченной прочности заделки, в — для крепления проводов расщепленной фазы (на три провода) на промежуточно-угловой опоре, г — для расщепленной фазы из восьми проводов для линии 1150 кВ



Ж)

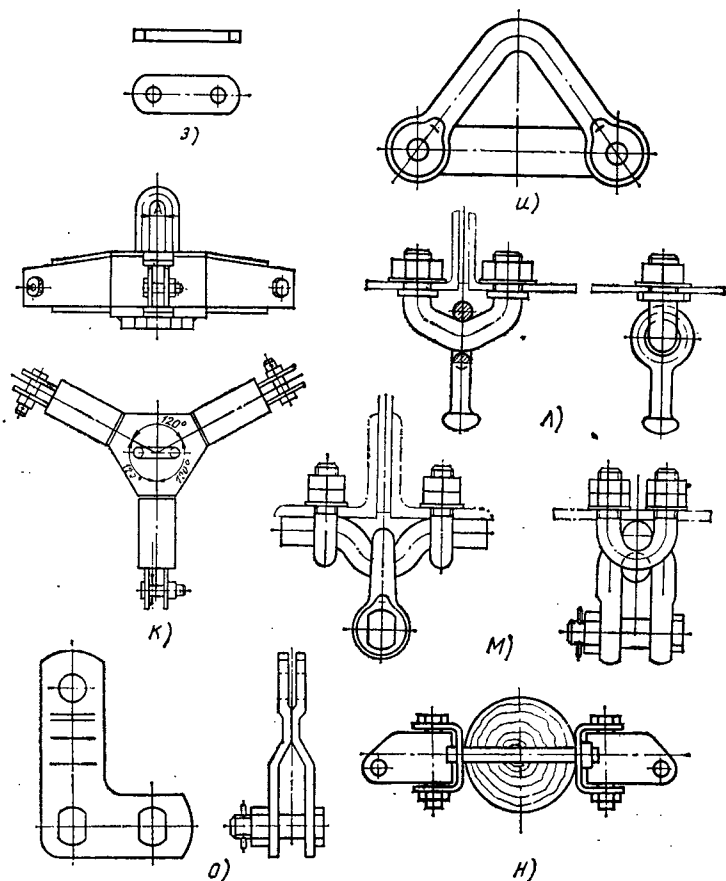


Рис. 30. Детали сцепной арматуры:

а — скоба, *б* — двойная скоба, *в* — серьга, *г* — ушко однолапчатое, *д* — ушко двухлапчатое, *е* — ушко скоба и ушко укороченное, *ж* — регулирующее звено, *з* — промежуточное звено, *и* — однореберное коромысло, *к* — трехлучевое коромысло, *л* — узел крепления поддерживающих гирлянд, *м* — узел крепления натяжных гирлянд, *н* — узел крепления натяжных гирлянд на деревянных опорах, *о* — монтажное звено

ла (рис. 30). На рис. 30, ж показаны различные варианты монтажа регулирующих промежуточных звеньев гипа ПРР. Скобы, серьги и ушки служат для крепления изоляторов к опоре и проводов к изоляторам (рис. 31).

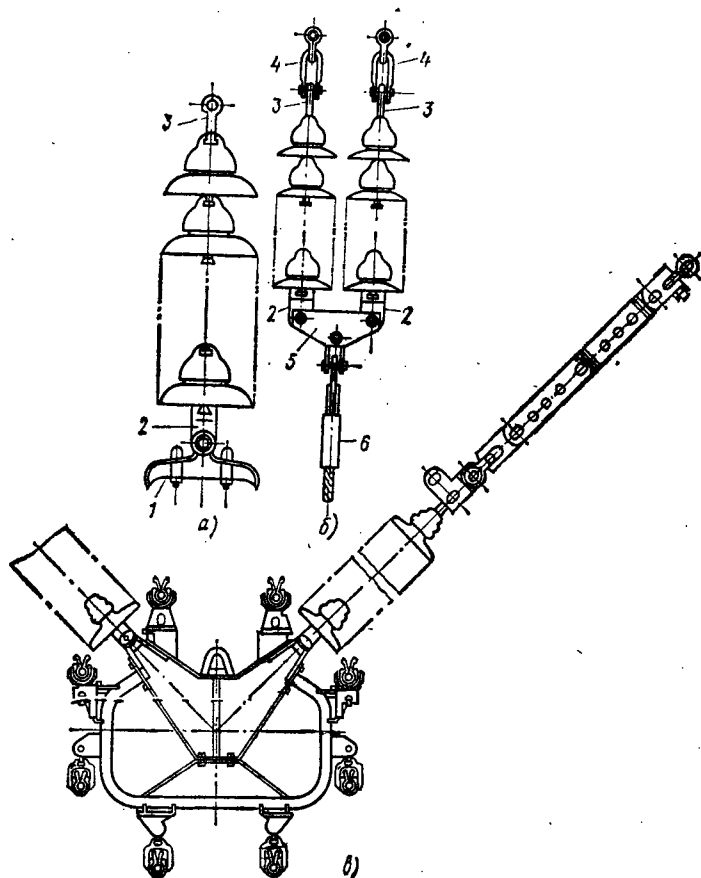


Рис. 31. Гирлянды изоляторов в сборе:

а — одноцепная подвесная, *б* — двухцепная натяжная, *в* — V-образная для линии 1150 кВ; 1 и 6 — поддерживающий и натяжной аажмы, 2 — ушко, 3 — серьга, 4 — скоба, 5 — коромысло

Коромысла используются для образования двух или трех параллельных цепей гирлянд изоляторов (сдвоенные и строенные гирлянды), а также для крепления нескольких проводов расщепленной фазы к натяжным гирляндам. Для регулирования расстояния от места крепления провода в

зажмем до места крепления гирлянды к опоре применяются различные промежуточные и регулирующие звенья. Монтажные промежуточные звенья облегчают подъем и монтаж гирлянд изоляторов на опорах, позволяют отказаться от использования тяжелых и громоздких приспособлений при монтаже и эксплуатации линий, предотвращают повреждение изоляторов в процессе монтажа.

Для соединения медных, алюминиевых, сталеалюминиевых и стальных проводов сечением до 240 мм² включительно выпускаются овальные соединители, монтируемые скручиванием (рис. 32, а).

В соединитель заправляют концы соединяемых проводов на всю длину соединителя.

Между соединяемыми проводами внутри соединителя помещается вкладыш 2 для улучшения электрического контакта. Соединители для медных проводов изготовляют из меди, для алюминиевых и сталеалюминиевых — из алюминия, для стальных — из стали.

Для соединения сталеалюминиевых проводов сечением 300 мм² и более и стальных тросов сечением 70 мм² и более применяют прессуемые соединители. Соединитель для провода состоит из стальной трубки 4 и алюминиевого корпуса 3 (рис. 32, б). В трубку запрессовывают концы стального сердечника соединяемых проводов. Корпус надвигают поверх сердечника и опрессовывают, обеспечивая надежный электрический контакт. Для соединения стальных тросов используют стальные трубки соединителей сталеалюминиевых проводов.

Для экономии расхода стали и времени на опрессование в настоящее время выпускают укороченные соединители для стальных сердечников проводов и стальных тросов. В этих укороченных соединителях концы тросов перед опрессованием разбирают на отдельные проволоки и переплетают между собой на длине соединителя.

При выполнении ответвлений (отпаек) от линий иногда используют различные разъемные ответвительные зажимы. Применение их в электрических сетях 35 кВ и выше ограни-

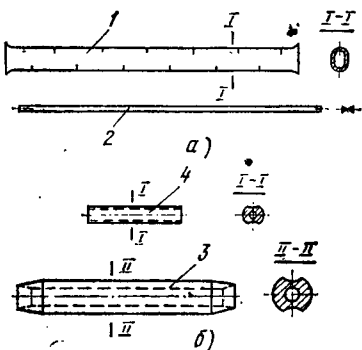


Рис. 32. Овальный (а) и прессуемый (б) соединители:

1 — соединитель, 2 — вкладыш, 3 — корпус, 4 — стальная трубка

чено, так как разъемные контакты требуют постоянного тщательного контроля и ухода, благодаря которым условия эксплуатации усложняются, а надежность работы линий уменьшается.

Для обеспечения заданного расстояния между расщепленными проводами и предохранения проводов от повреждений в результате соударений между проводами устанавливают дистанционные распорки. Наибольшее распространение получили глухие и выпускающие распорки для двух

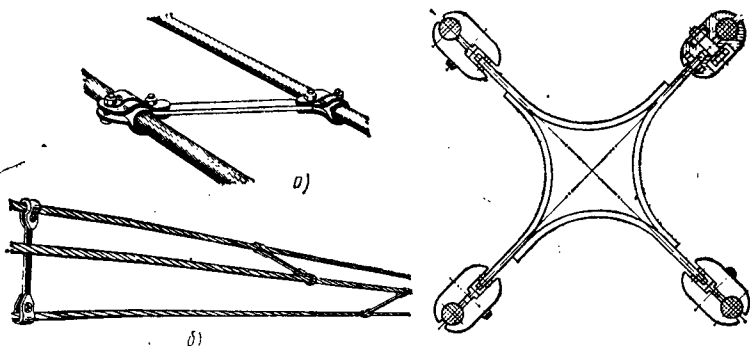


Рис. 33. Дистанционные распорки:

а — парная, *б* — группа на расщепленной фазе из трех проводов на линии 500 кВ, *в* — четырехлучевая для расщепленной фазы из четырех проводов

проводов (рис. 33, *а*). Провода закрепляют в зажимах распорки. При обрыве одного из проводов выпускающие распорки сбрасываются.

Применяются также шарнирные распорки. Провода в этих распорках могут поворачиваться вокруг своей оси. При расщеплении фазы на три или четыре провода устанавливаются рядом соответственно три или пять распорок («куст» распорок), соединяющих все три или четыре провода попарно (рис. 33, *б*). Расстояние между отдельными распорками в «кусте» принимается 1—2 м.

При расщеплении фазы на 4—5 и более проводов применяются многолучевые распорки, в которых количество лучей соответствует числу проводов в фазе. Так, на линиях 750 кВ с четырьмя проводами в фазе применяют четырехлучевые распорки (рис. 33, *в*), а на линиях 1150 кВ с восемью проводами в фазе — восьмилучевые распорки.

При расщеплении фазы на три провода и более дистанционные распорки защищают провода от вибрации, если рас-

стояние между распорками не превышает 60—70 м. Расстояния между распорками указываются в проекте линий и во избежание повреждения проводов должны соблюдаться при восстановлении распорок в эксплуатации.

При расщеплении фазы на два провода выпускающие распорки обычно применять не следует, так как при «пляске» проводов или при неравномерной нагрузке от гололеда на проводах фазы может произойти выпадение распорок на этих линиях. В результате происходят соударения между проводами, и они повреждаются на большой длине.

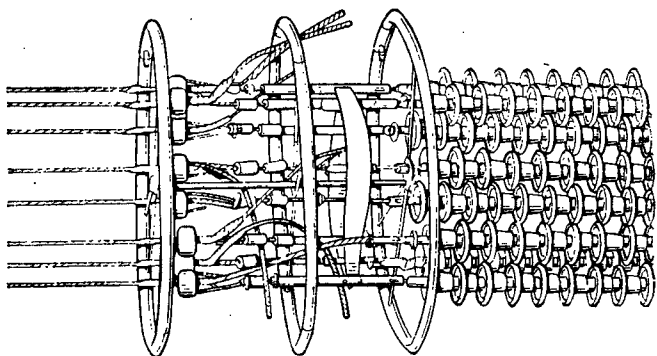


Рис. 34. Кольцевые экраны на натяжной гирлянде линии 1150 кВ

Детали сцепной арматуры выбирают, исходя из запаса прочности по отношению к разрушающей нагрузке 2,5 при наибольшей расчетной нагрузке.

Защитные кольца, экраны и рога служат для отвода электрической дуги, возникающей при перекрытиях гирлянд изоляторов, от поверхности изоляторов и улучшения распределения электрического напряжения по гирлянде. На рис. 34 приведены кольцевые экраны, установленные на конце натяжной восьмицепной гирлянды на линии 1150 кВ.

В ряде случаев в местах крепления проводов на промежуточных опорах возникает необходимость установки дополнительных грузов, препятствующих подъему проводов к траверсам опор при низких температурах воздуха. Для этого на поддерживающие зажимы устанавливаются специальные балласты, масса которых определяется для каждой опоры расчетом при проектировании.

Т а б л и ц а 7. Грозоупорность линий электропередачи

Тип опоры, наличие троса	Сопротивление заземления опор, Ом	Количество отключений на 100 км линий в год, на 100 грозовых часов при номинальном напряжении линий, кВ					
		35	110	150	220	330	500
Деревянная без троса	—	10	8,5	—	—	—	—
Одноцепная унифицированная металлическая с одним тросом	5	—	2	1,2	1,2	0,8	—
То же	10	—	3	2	2	1,2	—
»	20	—	4,8	3	3	1,8	—
Двухцепная унифицированная металлическая с одним тросом	5	—	4,3	3	3	2	—
То же	10	—	6	4	3,5	2,8	—
»	20	—	9	6	5,5	4	—
Металлическая portalного типа с двумя тросами	5	—	—	—	0,5	0,12	0,1
То же	10	—	—	—	0,8	0,2	0,15
»	20	—	—	—	1,2	0,7	0,5

§ 15. Грозозащита и заземление

Надёжность работы линий электропередачи во время гроз характеризуется их грозоупорностью, т. е. удельным числом отключений на 100 км линии и 100 грозовых часов. Грозоупорность линий различных напряжений и конструкций приведена в табл. 7.

Грозоупорность линии зависит от конструкции опор, их высоты, количества грозозащитных тросов, номинального напряжения линии. С ростом напряжения линии увеличиваются расстояние от проводов до опоры, длина гирлянд изоляторов, а следовательно, и электрическая прочность изоляции. Перекрытия ее при ударах молнии становятся менее вероятными.

Большую опасность для изоляции линий электропередачи имеют разряды атмосферного электричества (молнии) в опоры и провода линии, а также разряды молнии в землю вблизи трассы линии. При таких разрядах токи молнии достигают нескольких десятков тысяч ампер и на изоляции линии возникают кратковременные напряжения, во

много раз превышающие рабочее напряжение линии электропередачи.

Для защиты линий электропередачи от повреждений при разрядах молний служат специальные устройства грозозащиты, к которым относятся грозозащитные тросы, стержневые молниеотводы, трубчатые разрядники и устройства заземления.

Грозозащитный трос подвешивается на линиях напряжением 110 кВ и выше, сооруженных на металлических и железобетонных опорах. На линиях 110—220 кВ с деревянными опорами и линиях 35 кВ трос подвешивается обычно только на подходах к подстанциям.

Подвеска тросов на линиях с деревянными опорами по всей длине оказывается нецелесообразной, так как древесина опор при грозовых разрядах имеет высокую электрическую прочность, и общая грозоупорность таких линий оказывается достаточно большой. Подвеска же тросов на подходах к подстанциям длиной 1,5—2 км обеспечивает защиту оборудования подстанций от грозовых перенапряжений, приходящих с линии.

Подвеска тросов на линиях 35 кВ и ниже не имеет смысла, так как изоляция этих линий при грозовых разрядах очень мала, и подвеска тросов не обеспечивает достаточной грозозащиты. Грозозащитный трос заземляется на каждой опоре. Крепление троса к металлическим и железобетонным промежуточным опорам линий 35—110 кВ осуществляется без изоляции троса (рис. 35, а). На линиях 220 кВ и выше на промежуточных и анкерных опорах и на анкерных металлических и железобетонных опорах линий 35—110 кВ трос крепится через изолятор, при этом он присоединяется к устройству заземления наглухо (рис. 35, б) или через искровой промежуток (рис. 35, в).

Крепление троса через изолятор на линиях напряжением 220 кВ и выше выполняют так, что в каждом анкерном пролете грозозащитный трос глухо заземляют только в одной точке и участки тросов в смежных анкерных пролетах не соединяют между собой. Поэтому наводимая в тросах в результате электромагнитной индукции эдс не приводит к прохождению электрического тока и потери мощности и энергии в линии заметно снижаются.

В случае использования тросов для высокочастотной связи грозозащитный трос по всей линии должен составлять неразрывную электрическую цепь. Чтобы избежать при этом увеличения потерь в линии, трос заземляется по концам линии через специальные высокочастотные устройства

присоединения, снимающие электростатический заряд с тросов и препятствующие протеканию тока промышленной частоты.

Изолированное крепление тросов на линиях любого напряжения применяют при необходимости организовать

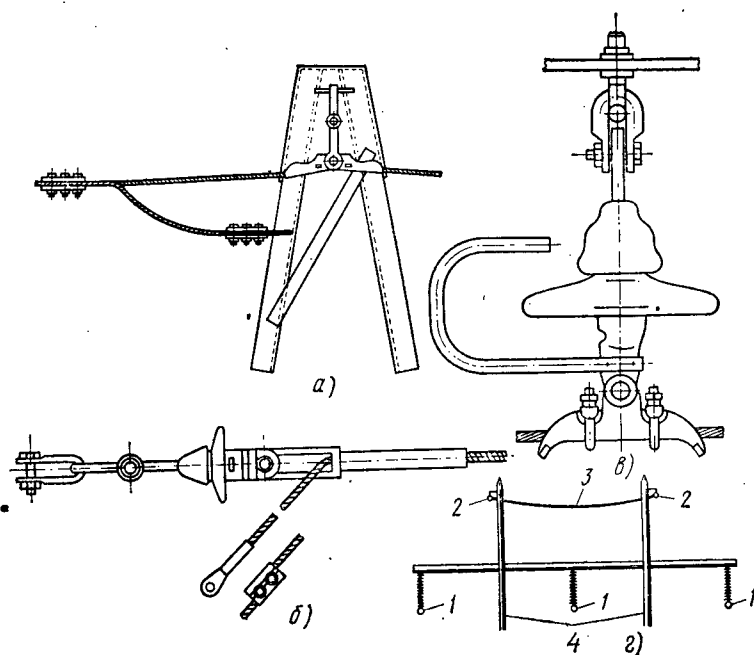


Рис. 35. Крепление грозозащитного троса на опорах:

а — на промежуточных металлических и железобетонных опорах линий 35—110 кВ, *б* — на анкерных металлических опорах через изолятор с глухим заземлением, *в* — на промежуточных опорах через изолятор с заземлением с помощью искрового промежутка на линиях 220—500 кВ, *г* — на деревянных опорах; 1 — провода, 2 — тросы, 3 — перемычка между грозозащитными тросами, 4 — спуски

плавку гололеда электрическим током. В этих случаях заземление троса в период между плавками выполняют также только в одной точке каждого анкерного пролета.

При использовании тросов для высокочастотной связи или при организации плавки гололеда на тросах количество изоляторов в креплении троса увеличивается в соответствии с требованиями связи или плавки гололеда.

На тех опорах, где отсутствует глухое заземление троса, изоляторы для крепления троса шунтируют искровым проме-

жутком, который зависит от числа изоляторов в креплении троса.

При ударе молнии в трос искровой промежуток пробивается и условия работы грозозащитного троса оказываются такими же, как и при глухом его заземлении. Наличие изолятора в креплении троса облегчает также измерение сопротивления заземления опор. Крепление троса на деревянных опорах и присоединение его к заземляющим спускам показаны на рис. 35, г. Перемычка между тросами улучшает условия работы заземления при прохождении через него тока молнии.

На линиях сверхвысокого напряжения иногда применяют расщепленные грозозащитные проводящие тросы, состоящие из двух проводов, соединенных изолирующими распорками, которые используются также для организации по ним высокочастотных каналов связи. Такие тросы крепятся к промежуточным опорам с помощью расщепленных гирлянд изоляторов (рис. 36) с искровыми промежутками.

Для того чтобы подвеска тросов была эффективной, необходимо соблюдать соответствующие расстояния между тросами и проводами линии на опорах и в середине пролета. Расстояние между тросами и проводами на опорах определяется максимальным защитным углом тросов на опоре. Защитный угол троса — это угол между вертикальной плоскостью, проходящей через трос, и наклонной плоскостью, проходящей через трос и находящийся под ним провод. Защитный угол в зависимости от конструкции линии и количества тросов на опоре не должен превышать 20—30°. Трубчатые разрядники защищают от грозовых повреждений участки с пониженным по сравнению с остальной линией уровнем изоляции от волн перенапряжений, приходящих с линии. Местами с ослабленной изоляцией являют-

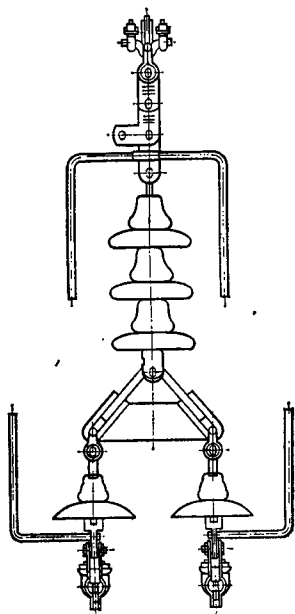


Рис. 36. Гирлянда изоляторов для крепления расщепленного грозозащитного троса на промежуточных опорах

ся, например, отдельные металлические опоры на линиях с деревянными опорами без грозозащитных тросов, транспозиционные опоры, пересечения с другими линиями.

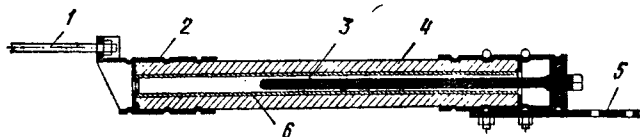


Рис. 37. Трубчатый фибробакелитовый разрядник

Трубчатый разрядник (рис. 37) состоит из закрытой с одной стороны фибробакелитовой трубки 4 и 6. Внутри трубки с закрытой стороны расположен металлический стержень 3. На открытом конце имеется короткая металлическая трубка или набор шайб 2, которые вместе со стержнем 3 образуют внутренний искровой промежуток разрядника. Крепление разрядника производится закрытым концом к опоре с помощью специальной лапы 5, которая надежно заземляется. Металлический стержень 1 является одним из электродов внешнего искрового промежутка. Вторым электродом служит специальный рог или арматура на проводе.

Внешний искровой промежуток служит для изоляции разрядника от элементов линии, находящихся под напряжением. При возникновении перенапряжений искровые промежутки перекрываются и разрядник начинает работать.

Корпусом фибробакелитовых разрядников является бакелитовая часть трубки 4, фибра трубки 6 является газогенерирующей частью. Трубка разрядника может быть изготовлена из органического стекла или других материалов, выделяющих под действием высокой температуры большое количество газов. Поверхность трубки фибробакелитовых разрядников покрывают атмосферостойким лаком для предохранения от увлажнения.

Если в результате грозового разряда напряжение на электродах разрядника превысит напряжение пробоя его искровых промежутков, произойдет пробой и между электродами возникает электрическая дуга. Под действием ее внутри разрядника начинается усиленное выделение газов из стенок трубки, давление их повышается, газы вырываются из открытого конца трубки (выхлоп газов), что способствует быстрому гашению дуги между электродами внутреннего промежутка.

Время работы разрядника — время гашения дуги — зависит от тока, протекающего через разрядник при его работе, и внутреннего диаметра трубки разрядника. Чем больше ток, тем больше газов образуется внутри разрядника, выше давление газов в трубке и быстрее происходит гашение дуги. При малых токах давление газов может оказаться недостаточным для гашения дуги, что может привести к повреждению разрядника. В то же время при очень большом токе может произойти выделение большого количества газов и давление внутри разрядника возрастает настолько, что произойдет разрыв трубки разрядника. Поэтому очень важно правильно выбрать разрядник для каждого конкретного случая его установки на линии.

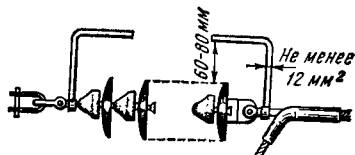


Рис. 38. Защитный искровой промежуток

Разрядники маркируют буквами РТФ (разрядник трубчатый фибробакелитовый), РТВ (разрядник трубчатый винипластовый) и РТВУ (разрядник трубчатый винипластовый усиленный). Кроме того, указывают номинальное напряжение линий, на которых может устанавливаться разрядник, наибольший и наименьший ток, который может надежно разорвать разрядник. Например, разрядник РТВ $\frac{35}{2-10}$ должен применяться для линий напряжением 35 кВ при токах короткого замыкания в месте установки разрядника от 2 до 10 кА.

При работе трубчатых разрядников вещество трубки расходуется на выделение газов, гасящих дугу. С увеличением внутреннего диаметра трубки при выделении одного и того же количества газов давление их внутри трубки уменьшается, уменьшается скорость выхлопа газов, следовательно, ухудшаются условия гашения дуги. Увеличение внутреннего диаметра трубки приводит также к уменьшению толщины ее стенок и снижению прочности. Поэтому у трубчатых разрядников при их установке и ревизии контролируется внутренний диаметр трубки и в случае увеличения его сверх максимально допустимой величины разрядник бракуется.

Для выявления при осмотрах линии сработавших разрядников их снабжают специальными указателями работы разрядника. Эти указатели могут быть однократного или многократного действия, они выполняются в виде плас-

тин или поворотных дисков, которые крепятся у открытого конца разрядника.

На работу разрядника большое влияние оказывает сопротивление заземления, поскольку от него зависит ток, протекающий через разрядник.

Если отсутствуют разрядники, соответствующие току короткого замыкания на какой-либо линии, вместо них могут использоваться защитные искровые промежутки (рис. 38).

Стержневые молниеотводы на линиях применяются очень редко для защиты отдельных небольших участков линии, подверженных частому изби­рательному поражению молний.

На линиях электропередачи заземляются опоры, на которых подвешен грозозащитный трос или установлены другие средства грозозащиты, все металлические и железобетонные опоры на линиях 35 кВ в сетях с малыми токами замыкания на землю и опоры линии 3—20 кВ в населенной местности. Заземление металлических и железобетонных опор, на которых отсутствуют устройства грозозащиты, выполняется для обеспечения безопасности людей и животных, находящихся вблизи линии при грозовых разрядах или повреждениях на линии.

Сопротивление заземления опор линий электропередачи должно быть не более 10—30 Ом в зависимости от проводимости грунта. Для заземления трубчатых разрядников и защитных промежутков в некоторых случаях допускается увеличение сопротивления заземления по сравнению с нормируемым не более чем в два раза.

Необходимое сопротивление заземления опор обеспечивается за счет проводимости железобетонных или металлических фундаментов опор или за счет специальных заземлений. Во влажных хорошо проводящих грунтах, имеющих удельное сопротивление менее 500 Ом·м, проводимость железобетонных фундаментов оказывается достаточной, чтобы обеспечить нормируемую величину сопротивления заземления опоры. В грунтах с удельной проводимостью более 500 Ом·м на линиях с металлическими и железобетонными опорами и в любых грунтах на линиях с деревянными опорами предусматривается устройство специальных контуров заземления. В качестве материала заземлителей обычно используется сталь круглого профиля диаметром от 12 до 20 мм, стальная полоса размером 50×4 или уголки. Конструкция контура заземления опоры зависит от характеристик грунта, в котором устанавливается эта опора.

Длительное время основной конструкцией заземлений

металлических и железобетонных опор являлся контур, укладываемый на дно котлованов, под подошву (плиту) фундамента или под стойку железобетонной опоры, один из концов которого поднимался вдоль стойки фундамента и присоединялся к опоре. Однако исследования показали, что такая конструкция неэффективна. Наличие контура вблизи фундамента ограничивает возможность стекания тока в зону между контуром и фундаментом, чем снижается эффективность использования как проводимости фундамента, так и самого контура. Поэтому от применения контурных заземлителей на новых линиях отказались.

Распространенным видом заземлителей опор являются протяженные лучевые заземления. Такие заземления закапывают в землю на глубину 0,5—1 м. Число и длина лучей зависит от проводящих свойств грунта. Недостатком этих заземлителей является то, что весь заземлитель располагается в верхнем слое грунта, наиболее подверженном высыханию в летний период. В результате в грозовой сезон величина сопротивления заземления опоры иногда увеличивается, что снижает грозоупорность линии.

Другим видом заземлителей опор являются вертикальные глубинные заземлители. Они состоят из забиваемых или завинчиваемых в землю стальных стержней. Количество и глубина забивки стержней определяются характеристиками грунта в месте установки опоры и имеющимися механизмами для их погружения. Верхние концы стержней соединяются между собой и с опорой. Особенно эффективно применение глубинных заземлителей в тех случаях, когда верхний слой грунта имеет высокое удельное сопротивление, а нижележащие слои хорошо проводящие. Долгое время применение вертикальных глубинных заземлителей ограничивалось отсутствием механизмов, необходимых для погружения электродов. С появлением таких механизмов глубинные заземлители находят более широкое применение.

В грунтах с очень высоким удельным сопротивлением возможно применение комбинированных заземлителей: вертикальных глубинных электродов в сочетании с протяженными лучевыми заземлителями.

Таким образом, выбор того или иного типа заземлителей опор прежде всего зависит от характеристики грунта в местах установки опор и определяется при проектировании линии.

Контрольные вопросы

1. Что такое воздушная линия электропередачи?
2. Каковы конструктивные элементы линии?
3. Каково назначение линий разных напряжений?
4. Что такое стрела провеса провода или троса?
5. Какие работы проводятся на линии в процессе эксплуатации?
6. Что такое охранная зона линии?
7. Какие типы опор вы знаете? Расскажите об их назначении.
8. Какие меры защиты проводов и тросов от вибрации?
9. Что такое «пляска» проводов и от чего она зависит?
10. Какие типы изоляторов вы знаете?
11. Для чего нужно заземление опор и как оно выполняется?
12. Что такое грозопорность линии и от чего она зависит?

ГЛАВА II

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВВОДЫ

§ 16. Назначение и классификация вводов

Высоковольтные вводы предназначены для ввода и вывода высокого напряжения из баков трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, масляных выключателей, проведения напряжения через стены зданий и междуэтажные перекрытия и являются конструктивно-самостоятельными элементами.

Вводы классифицируют по номинальному напряжению и току, виду внутренней и внешней изоляции, способу защиты масла, заполняющего ввод, от воздействия окружающей среды, углу наклона к вертикали при установке на оборудовании, типу вывода для измерения электрических характеристик внутренней изоляции, типоразмеру по длине нижней части, категории размещения в эксплуатации и климатическому исполнению.

Вводы выпускают на напряжения 66, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ и номинальные токи 315, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500 А. Кроме того, выпускают съемные вводы на напряжения 20, 24 кВ и токи 8000 и 14 000 А, но они не будут рассматриваться в данном учебнике.

В качестве внутренней изоляции вводов применяют бумажно-масляную, твердую, элегазовую и маслобарьерную. Для измерения электрических характеристик изоляции во время изготовления и в процессе эксплуатации вводов имеется специальный или измерительный вывод.

Вводы предназначены для работы в условиях нормального и повышенного загрязнения атмосферы. К районам

повышенного загрязнения атмосферы относятся территории металлургических и химических предприятий, тепловых электростанций, приморские районы и т. п. На основании этого внешняя изоляция вводов имеет нормальное, усиленное и особо усиленное исполнения. Кроме этого, вид внешней изоляции зависит от категории размещения оборудования, т. е. условий работы ввода: на открытом воздухе или в помещении.

По способу защиты масла, заполняющего вводы, от воздействия окружающего воздуха различают вводы негерметичного и герметичного исполнений.

Вводы могут быть установлены на оборудовании под разным углом наклона к вертикали. Вводы для реакторов бронзового типа устанавливают строго вертикально, т. е. угол наклона 0° . Вводы для масляных выключателей — от 0 до 15° , для трансформаторов — от 0 до 45° на напряжения до 330 кВ включительно и от 0 до 30° на напряжения 500 кВ и выше. Линейные вводы устанавливают под углом от 0 до 90° .

В зависимости от конструкции оборудования, на котором они устанавливаются, вводы могут быть выполнены с удлиненной нижней частью.

Вводы предназначены для работы в условиях умеренного (У), тропического (Т) и холодного (ХЛ) климатов и высоте установки над уровнем моря до 1000 м на напряжения до 500 кВ включительно и до 500 м на напряжения выше 500 кВ. Интервалы температур: для умеренного климата от -45 до $+40^\circ\text{C}$, для тропического — от -10 до $+55^\circ\text{C}$, для холодного — от -60 до $+40^\circ\text{C}$.

Условное обозначение герметичных вводов, изготавливаемых по ГОСТ 10693—81, схематично изображено ниже.

Приведем несколько примеров условного обозначения вводов:

ГМЛПБ-90-110/1000-У1, расшифровывается следующим образом: ввод герметичного исполнения, с бумажно-масляной внутренней изоляцией, линейный, имеющий специальный вывод и категорию Б внешней изоляции, с предельным углом установки к вертикали 90° , на напряжение 110 кВ, номинальный ток 1000 А, вида климатического исполнения и категории У1;

ГТДТА-60-110/800-Т1: ввод герметичный, с твердой изоляцией, с удлиненной нижней частью, для трансформатора, имеющий измерительный вывод и категорию А внешней изоляции, с предельным углом установки к вертикали

Г Х Д Х П Х — Х — Х/Х — ХХ

Вид климатического исполнения и категория размещения по ГОСТ 15150—69

Номинальный ток

Номинальное напряжение

Предельный угол установки к вертикали

Категория внешней изоляции по ГОСТ 9920—75:

А — нормальное исполнение,

Б — усиленное исполнение,

В — особо усиленное исполнение

Тип вывода: П — специальный (измерительный в обозначение не входит)

Назначение ввода:

Т — для трансформаторов (автотрансформаторов),

Р — для шунтирующих реакторов бронированного типа,

В — для масляных выключателей,

Л — линейные

Типоисполнение ввода с удлиненной нижней частью (нормальная в обозначение не входит)

Вид внутренней изоляции:

М — бумажно-масляная,

Т — твердая бумажная,

Г — герметичное исполнение

60°, на напряжение 110 кВ, номинальный ток 800 А, вида климатического исполнения и категории размещения Т1.

Вводы негерметичного исполнения имеют следующее условное обозначение:

$\frac{\text{БМВПУ}}{0-15}-220/2000-U1$, где БМ — бумажно-масляная внутреннего исполнения изоляция, В — для масляных выключателей (Т — для трансформаторов), П — специальный вывод

для измерения электрических характеристик внутренней изоляции, У — усиленное исполнение внешней изоляции (нормальное в обозначение не входит) по ГОСТ 9920—75, 0—15 — угол установки к вертикали, 220 — номинальное напряжение, кВ, 2000 — номинальный ток, А, У1 — климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150—69.

Вводы с маслобарьерной внутренней изоляцией:

$\frac{\text{МБТО}}{0-45}-66/400-У1$, где МБ — маслобарьерная внутренняя изоляция, Т — для трансформаторов, О — имеют общее маслохозяйство с трансформатором, поэтому их называют маслоподпорными вводами. Остальные знаки в обозначении соответствуют указанным выше.

§ 17. Конструкция основных узлов и деталей вводов

Принципиально конструкции вводов на все классы напряжения, назначение и названия деталей идентичны и отличаются габаритными размерами. Основные части ввода следующие: труба, внутренняя и внешняя изоляции, соединительная втулка, узел стяжки, компенсатор температурных изменений объема масла, контактные детали и экраны (рис. 39).

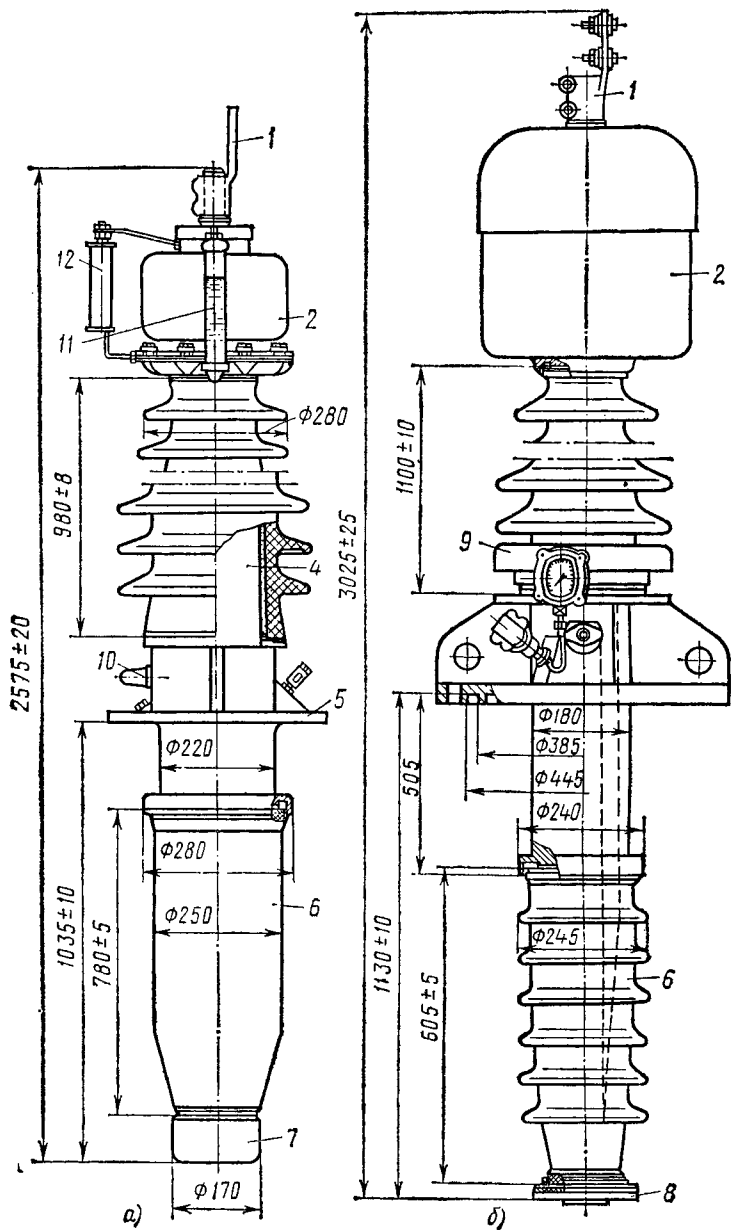
Рассмотрим более подробно их назначение и конструкцию.

Труба 1 (рис. 40) предназначена для соединения деталей ввода. Кроме того, у вводов для масляных выключателей, линейных, а иногда и у трансформаторных она является непосредственно токоведущим элементом. (У большинства вводов для трансформаторов токоведущим элементом является кабель, проходящий внутри трубы.) Количество и размеры кабелей задаются в зависимости от номинального тока и его плотности и определяют размеры трубы (диаметр) ввода.

Внутренняя изоляция ввода 4 (см. рис. 39) представляет собой систему коаксиальных последовательно расположенных цилиндрических конденсаторов различной длины и может быть:

бумажно-масляной (см. рис. 40, а) — основной изоляцией является кабельная бумага, пропитанная трансформаторным маслом и разделенная на слои уравнительными обкладками, выполненными из проводящего материала;

твердой (см. рис. 40, б) — основной изоляцией является бумага, лакированная с одной стороны фенолоформальде-



гидными смолами и разделенная на слои уравнительными обкладками из полупроводящего материала (графит), выполняемая намоткой с подогревом для размягчения смолы под давлением и запекаемой впоследствии в специальных печах при температуре до 160°C ;

элегазовой — основной изоляцией является шестифтористая сера (SF_6), не подвергающаяся старению и не требующая сложной технологической подготовки перед ее использованием;

маслобарьерной (см. рис. 40, в) — основной изоляцией

является трансформаторное масло, разделенное на слои бакелитовыми трубками с уравнительными обкладками из проводящего материала.

Такая конструкция изоляции позволяет снизить напряжение от высокого на трубе до нуля на соединительной втулке ввода. Изоляцию выполняют с неодинаковыми толщинами слоев, но с одинаковыми емкостями слоев и длинами уступов (часть уравнительной обкладки, высту-

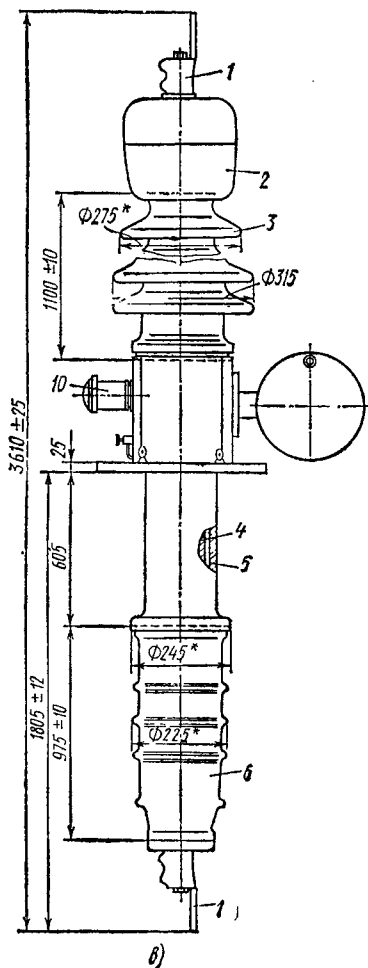


Рис. 39. Высоковольтный ввод на напряжение 110 кВ:

а — для трансформаторов, б — для масляных выключателей, в — линейный; 1 — контактная клемма, 2 — расширитель с гидравлическим затвором для негерметичного ввода или корпус (компенсатора) для герметичного ввода, 3, 6 — верхняя и нижняя крышки, 4 — внутренняя изоляция, 5 — соединительная втулка, 7 — нижний экран ввода для трансформаторов, 8 — контактный наконечник у ввода для масляных выключателей и линейных или стакан у вводов для трансформаторов, 9 — экран механического крепления верхней крышки к соединительной втулке, 10 — специальный или измерительный вывод, 11 — маслоуказатель у негерметичных вводов, 12 — воздухоосушитель

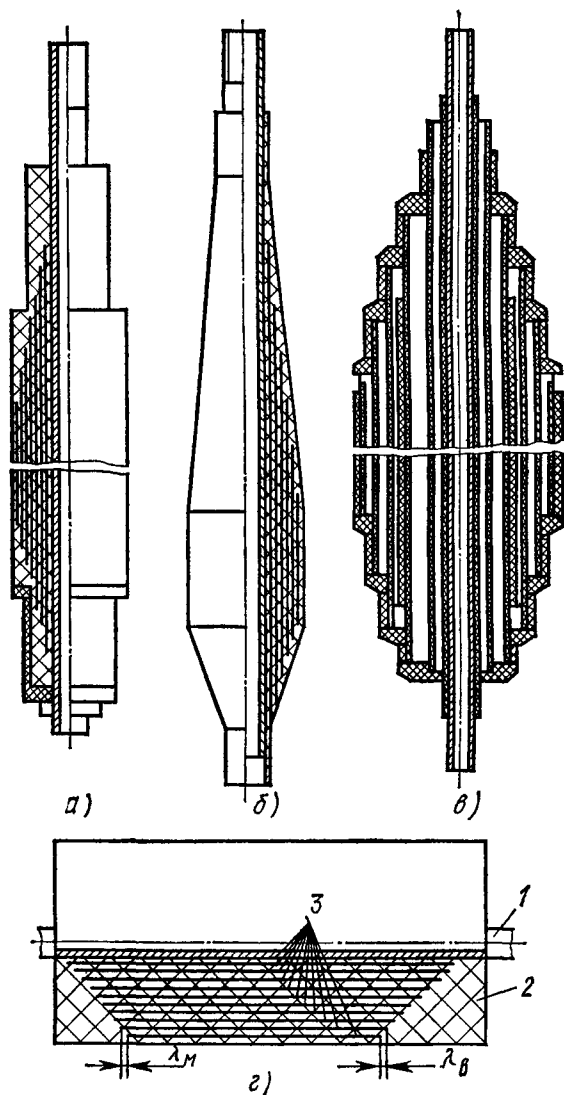


Рис. 40. Схема внутренней изоляции ввода:

a — бумажно-масляная, *б* — твердая, *в* — маслобарьерная, *г* — расположение обкладок; 1 — труба, 2 — бумажная намотка или цилиндр, 3 — уравнивающие обкладки, λ_m — уступ по нижней части ввода, λ_v — уступ по верхней части ввода

пающей из-под торца следующей). Тогда напряженность в аксиальном направлении (вдоль вертикальной оси ввода) будет постоянной, а радиальная напряженность (по толщине изоляции) будет иметь минимальное значение во внутренних слоях изоляции, что является приемлемым в электрическом отношении, так как средние слои изоляции охлаждаются труднее, чем внутренние и наружные, радиальная напряженность в которых наибольшая. Минимальная толщина слоя изоляции 1 мм. При меньшей толщине число листов бумаги в слое изоляции будет настолько мало, что случайное совпадение дефектов бумаги может привести к пробое слоя и всей изоляции. Последняя обкладка изоляции заземляется через изолированный вывод 10 (см. рис. 39), на внешней стороне соединительной втулки ввода. У вводов, имеющих дополнительный конденсатор, предназначенный для подключения в эксплуатацию приспособления для измерения напряжения (ПИН), проводник от последней обкладки заземляется внутри ввода на соединительной втулке 5 (рис. 41), а от предпоследней (измерительной) обкладки выводится на внешнюю сторону соединительной втулки (специальный вывод). Емкость дополнительного (измерительного) конденсатора является расчетной и зависит от емкости ввода. Измерительный конденсатор можно использовать для грубой оценки напряжения в линии электропередач, а также для питания цепей защиты.

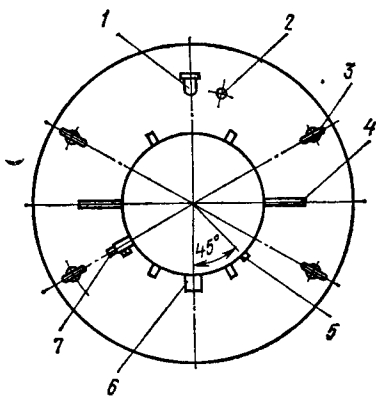


Рис. 41. Схема расположения отверстий и деталей на соединительной втулке:

1 — газоотводный патрубок или прилив у вводов для трансформаторов, 2 — отверстие выпуска воздуха из трансформатора, 3 — рым-болт, 4 — грузовые козыньки, 5 — гнездо для крепления заземляемого проводника вводов с ПИН, 6 — вывод специальный или измерительный, 7 — маслоотборное устройство для негерметичных вводов или штуцер для подсоединения измерительного устройства герметичных вводов с встроенными компенсаторами или трубопровода к баку давления

Бумажно-масляная изоляция представляет собой диэлектрик и подвержена тепловому пробое. При тепловом пробое в диэлектрике, к которому приложено напряжение, выделяется теплота, обусловленная диэлектрическими потерями. Эти потери характеризуются у вводов тангенсом

угла диэлектрических потерь внутренней изоляции ($\operatorname{tg}\delta$). Температура диэлектрика возрастает, из-за чего потери еще больше увеличиваются до тех пор, пока диэлектрик не разогреется настолько, что будет разрушен, и пробой произойдет при столь малом напряжении, при котором он при низкой температуре и неповрежденном материале произойти бы не мог. С увеличением температуры мощность диэлектрических потерь в изоляции растет. Внутренние слои изоляции из-за плохой теплопроводности имеют повышенную температуру, что, в свою очередь, вызывает увеличение в них диэлектрических потерь. Происходит процесс саморазогрева. Кроме того, ввод отдает теплоту через верхнюю крышку и соединительную втулку в окружающую среду и тем больше, чем выше температурный перепад.

Температура ввода установится постоянной тогда, когда теплота, отдаваемая в окружающую среду, будет равна выделившейся, т. е. будет тепловое равновесие. Если диэлектрические потери в изоляции с повышением температуры увеличиваются чрезмерно быстро, а отвод теплоты при этом недостаточен, температура средних слоев изоляции неограниченно возрастает и, если процесс не будет во время приостановлен, произойдет тепловой пробой. Трансформаторное масло, заполняющее ввод, таким образом является не только пропитывающей бумагу жидкостью, но и, перемещаясь во вводе, способствует установлению вдоль изоляции почти одинаковой температуры. Аксиальный (вдоль оси ввода) перенос теплоты за счет конвективного движения масла в наружном канале (между изоляцией и соединительной втулкой) обеспечивает защиту нижней части изоляции от перегрева при наличии горячего масла трансформатора или другого аппарата. Тепловую устойчивость вводов повышают также с помощью масляного канала, выполненного между трубой и намотанной на бакелитовый цилиндр изоляцией, а в некоторых конструкциях — с помощью масляного канала, выполненного внутри изоляции.

Соединительная втулка ввода 5 (см. рис. 39) соединяет верхнюю и нижнюю крышки и предназначена для крепления ввода на аппарате, в проеме стены или перекрытии зданий. На соединительной втулке предусмотрены (см. рис. 41):

газоотводный патрубок 1 или прилив для подсоединения газоотводных труб у вводов для трансформаторов и реакторов;

отверстие 2 на опорном фланце соединительной втулки для выпуска воздуха из бака трансформатора (реактора) при его заливке маслом;

приспособление для подъема ввода: рым-болты 3 или грузовые косынки 4;

гнездо 5 для крепления заземляемого проводника внутри ввода;

отверстие 6 для установки измерительного или специального выводов;

колодка маслоотборного устройства для негерметичных вводов или штуцер для установки измерительного устройства у герметичных вводов со встроенными компенсаторами или подсоединения трубки к баку давления 7.

Внешней изоляцией ввода, защищающей внутреннюю изоляцию от атмосферных воздействий и масла аппарата, и одновременно резервуаром для заполняющего ввод масла являются верхняя и нижняя крышки 3 и 6 (см. рис. 39). Как правило, крышки изготовлены из электротехнического фарфора, но могут быть и стеклоэпоксидными. Одной из важнейших характеристик внешней изоляции, определяющей ее поведение в эксплуатации, является выдерживаемое напряжение под дождем U_d — наибольшее напряжение, при котором вдоль поверхности верхней крышки (рис. 42, а) под дождем не происходит перекрытия (электрического разряда) между «головой» ввода и заземленными частями ввода (уровень соединительной втулки) или оборудования, на котором он установлен.

На выдерживаемое напряжение крышек под дождем влияет общая длина сухих участков поверхности крышки, остающейся под ребрами, которая зависит от вылета ребра, расстояния между ребрами, угла наклона и числа ребер. Вылет ребра и число их должны быть такими, чтобы получить необходимое значение выдерживаемого напряжения под дождем при наименьшем вылете и числе ребер. Наилучший угол наклона ребра лежит в пределах 15—26°. При больших углах снижение U_d происходит из-за уменьшения разрядного расстояния между ребрами. При малых углах наклона увеличивается возможность попадания брызг на нижнюю поверхность ребра. Кроме того, форму ребра выполняют такой, чтобы дождевая вода легко с него скатывалась. Для этого край ребра отгибают вниз, чтобы получить так называемую капельницу. Если ребро выполнить без капельницы, вода будет расплываться по нижней поверхности ребра и смачивать ее, сокращая сухие участки, что приведет к снижению U_d . Форма ребра крышки для работы в условиях нормального загрязнения атмосферы представлена на рис. 42, б.

При работе в условиях загрязненной атмосферы для увеличения разрядного напряжения покрышек раньше прибегали к механическому увеличению их высоты и, следовательно, к увеличению числа ребер, оставляя одинаковой их конфигурацию. В связи с увеличением напряжения вводов повышение разрядного напряжения покрышек за счет высоты и числа ребер стало нецелесообразным. Поэтому были разработаны и в настоящее время успешно применяются покрышки, имеющие конфигурацию ребра с глубокими пазами (рис. 42, в), что значительно повысило разрядное

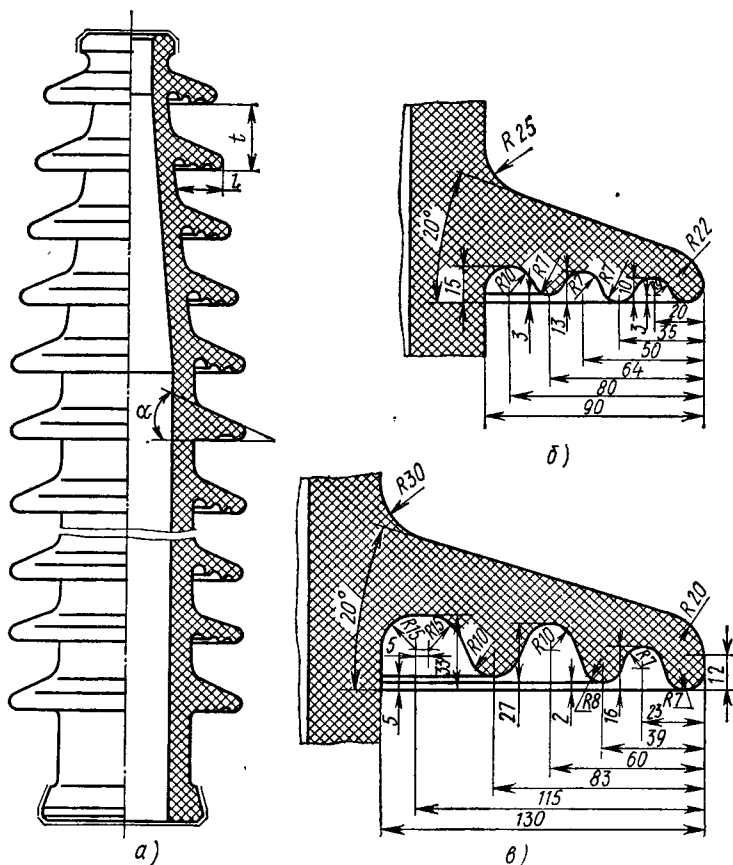


Рис. 42. Верхняя покрышка (а) ввода и конструкция ребра верхней покрышки для работы в условиях нормального загрязнения атмосферы (б) и в условиях загрязненной атмосферы (в):

l — вылет ребра, t — расстояние между ребрами, α — угол ребра

напряжение и дало возможность получить при более высоком напряжении меньшую высоту покрышки.

Конструкция и размеры нижней покрышки также выбирается такой, чтобы не происходило перекрытия между металлической соединительной втулкой и металлическим стаканом или контактным наконечником, наворачиваемом снизу на трубу. Вводы для трансформаторов и масляных выключателей реакторов работают погруженными нижней частью в масло. Аксиальная напряженность по поверхности диэлектрика в воздухе примерно в два раза ниже аксиальной напряженности в масле. Поэтому длина нижней покрышки ввода значительно меньше, чем верхней и конфигурация

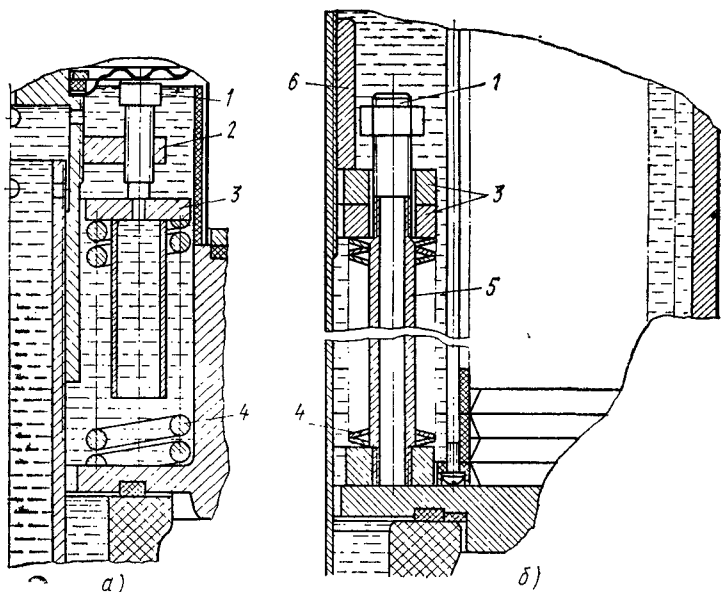


Рис. 43. Узел стяжки ввода:

а — винтовыми пружинами, *б* — старельчатыми пружинами; 1 — установочный винт для стяжки (*а*), или шпилька (*б*), 2 — диск, 3 — фланцы, 4 — пружины, 5 — центрирующие шпильки, 6 — стяжная гайка

ребер иная. Вводы на напряжения до 150 кВ для трансформаторов имеют нижнюю покрышку с гладкой поверхностью, а начиная с напряжения 220 кВ и выше на покрышке выполняют небольшие технологические ребра, так как работа в масле трансформатора в электрическом отношении считается «легкой» для нижней покрышки из-за отсутствия в

масле трансформатора продуктов его распада (сажа и т. п.). При срабатывании (отключении) масляного выключателя возникает дуга и образуются продукты распада масла, заполняющего выключатель, которые осаждаются на поверхность нижней крышки ввода, сокращая разрядное расстояние. Поэтому нижние крышки вводов для масляных выключателей имеют ярко выраженные ребра. Линейные вводы работают на открытом воздухе и нижние крышки также имеют ребра и длина крышки ввода на напряжение 110 кВ незначительно короче длины верхней крышки, а у вводов на напряжение 220 кВ конфигурация ребер обеих крышек и их длина одинаковы.

Таким образом, по конфигурации нижней крышки (форме ребер, длине) вводов можно определить, для какого аппарата они предназначены (см. рис. 39, а, б, в).

Вводы с твердой изоляцией и маслоподпорные с маслобарьерной изоляцией для трансформаторов изготавливают без нижней крышки и с укороченной нижней частью, которая работает в масле трансформатора. На время транспортирования и хранения нижнюю часть этих вводов закрывают специальным кожухом, который при монтаже снимают.

Соединение деталей вводов осуществляется на трубе с применением винтовых (рис. 43, а) или тарельчатых (рис. 43, б) пружин, которые одновременно компенсируют температурные изменения длин трубы и стягиваемых деталей, обеспечивая колебания сжимающей нагрузки в определенных допустимых пределах. При эксплуатации на ввод действуют ветровые нагрузки (скорость ветра до 10 м/с), консольные нагрузки до 3150 Н, а так как ввод устанавливают на аппарат под углом, то учитывается масса масла и верхней крышки, а также масса изоляции и деталей при проведении расчета усилия затяжки ввода. Зная усилие затяжки ввода и разницу температурных изменений длин деталей, подбирают вид пружины, ее размеры и количество для обеспечения усилия затяжки ввода.

С целью «облегчения» работы вводов на напряжения 220 кВ и выше, а вводов для масляных выключателей и на напряжение 110 кВ, так как во время срабатывания масляного выключателя они испытывают значительные динамические нагрузки, и применения пружин с меньшим усилием сжатия используют различные способы механического крепления верхней крышки к соединительной втулке (рис. 44) с помощью вкладышей 1 и колец 3 или пластин 5 и сухарей 6. Для предохранения фарфора от разрушения устанавлива-

ется прокладка 4 из электротехнического картона у вводов для трансформаторов и реакторов, и из трансформаторной резины у вводов для масляных выключателей.

При работе вводов происходит не только увеличение длин деталей, но и увеличение объема масла, заполняющего вводы. Для компенсации температурных изменений объема масла у негерметичных вводов имеется расширитель 2

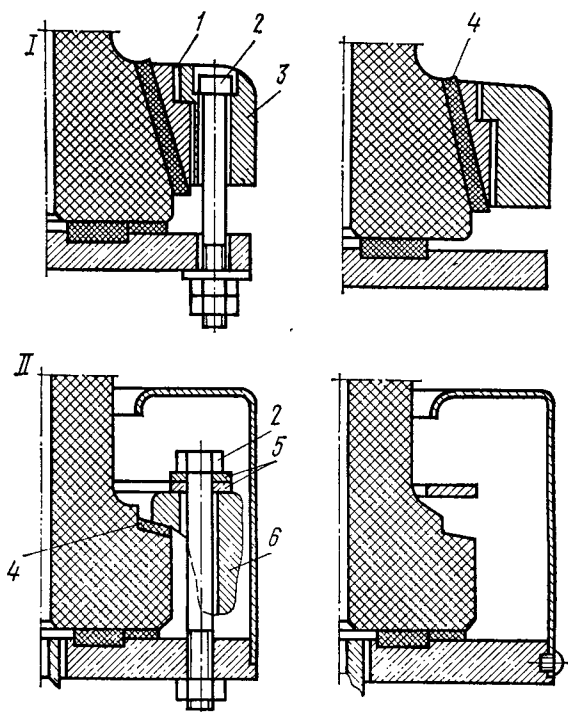


Рис. 44. Механическое крепление крышек к соединительной втулке ввода:

1 — вкладыши, 2 — болты, 3 — кольцо, 4 — прокладка, 5 — пластины, 6 — сухари

(см. рис. 39) с гидравлическим затвором, называемый иногда консерватором, объем которого составляет примерно 10% объема масла ввода. Вводы должны быть постоянно заполнены маслом, уровень которого определяется с помощью маслоуказателя 11 (см. рис. 39), сообщающегося с полостью расширителя. При температуре окружающего воздуха 15—20°C уровень масла в маслоуказателе должен

составлять $\frac{2}{3}$ высоты стекла маслоуказателя. Для замедления процесса старения масла на всех негерметичных вводах устанавливается воздухоосушитель 12 (см рис. 39), который подсоединяется к дыхательному отверстию гидравлического затвора.

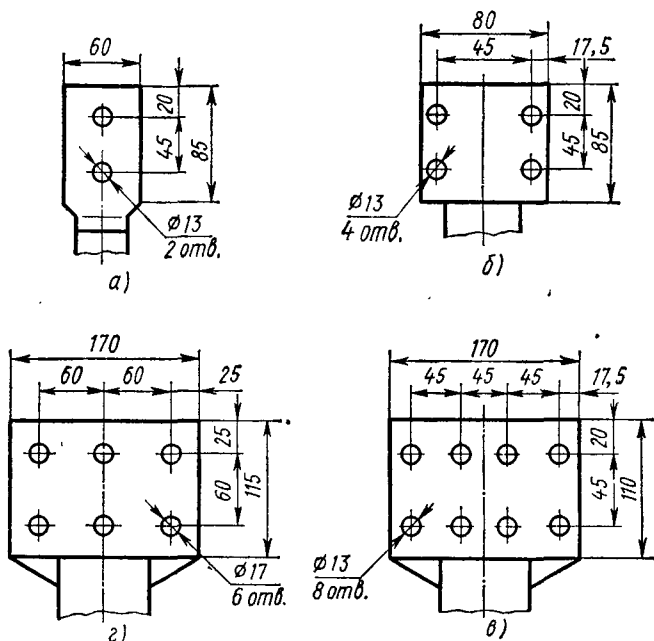


Рис. 45. Контактные клеммы вводов:

а — на ток 630 А, б — на ток 1000 А, в — на ток 1600—2000 А, г — на ток 2500 А

В верхней части ввода имеется контактная шпилька, обеспечивающая подведение тока к трубе, к которой припаивают кабели от обмоток трансформатора у ввода для трансформаторов, а у линейных вводов и вводов для масляных выключателей она называется иногда контактным наконечником и участвует в затяжке ввода.

Для обеспечения температурных перемещений контактной шпильки предназначена диафрагма (мембрана). На контактную шпильку устанавливают контактную клемму 1 (см. рис. 39), которая служит для подсоединения ввода к линии электропередач. Размеры для подсоединения шиннопровода приведены на рис. 45.

В нижней части вводов для масляных выключателей должен быть контактный наконечник для подсоединения кон-

тактных зажимов и крепления дугогасительной камеры выключателя. У линейных вводов с обеих сторон для подключения устанавливают одинаковые контактные клеммы.

Имеющиеся у вводов верхние и нижние экраны 7 (см. рис. 39), а также экраны механического крепления крышек к соединительной втулке или другим фланцам, предназначены для экранировки выступающих металлических частей и выравнивания электрического поля.

Для уплотнения между деталями ввода используют прокладки из трансформаторной резины толщиной 5—10 мм. В местах соединения фарфора с металлическими деталями на торцовых поверхностях для ограничения сжатия резиновых прокладок устанавливают еще и прокладки из электротехнического картона. Уплотнение отверстий в деталях, предназначенных для технологических целей, производят с помощью пробок с ниппелями или пробок с льняным уплотнением.

§ 18. Герметичные и негерметичные вводы

У вводов негерметичной конструкции в процессе эксплуатации при одновременном воздействии высокой температуры, при которой работают вводы, а также под влиянием атмосферного воздуха и содержащейся в нем влаги, ухудшаются электрические характеристики трансформаторного масла, заполняющего ввод. В связи с этим в эксплуатации необходимо периодически производить замену масла во вводе, что

связано с отключением электрооборудования. Поэтому в настоящее время вводы негерметичного исполнения (рис. 46) выпускают только на классы напряжения 110—220 кВ для трансформаторов и масляных выключателей старых серий. В основном производится выпуск вводов герметичного исполнения, отвечающих требованиям повышенной

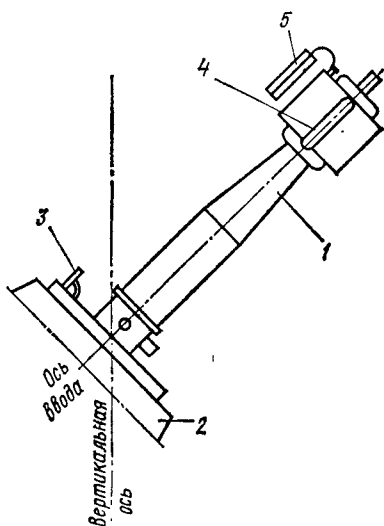


Рис. 46. Схема установки негерметичного ввода на оборудовании:

1 — ввод, 2 — аппарат, 3 — газотводный патрубок вводов для трансформаторов, 4 — маслоуказатель, 5 — воздухоосушитель

надежности и долговечности электроизоляционных конструкций, так как масло, заполняющее эти вводы, не имеет контакта с атмосферным воздухом и практически не требует замены в течение срока службы. Герметичные вводы все время находятся под избыточным давлением и обслуживание их в эксплуатации сводится к наблюдению за давлением. Кроме того, они имеют по сравнению с негерметичными меньшие габаритные размеры и массу.

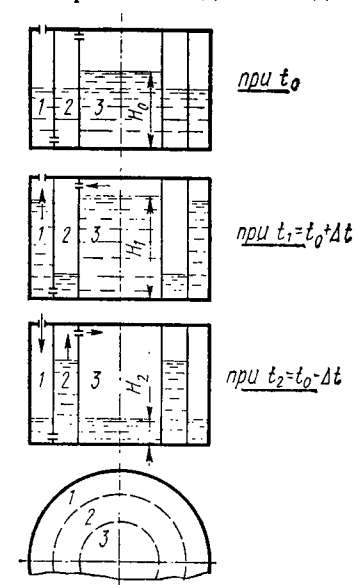


Рис. 47. Схема работы гидравлического затвора:

1, 2 — полость гидравлического затвора, 3 — полость расширителя, t_0 — начальная температура (момент подготовки затвора к работе), $\pm t$ — изменения температуры, H — уровень масла в расширителе

Для защиты масла негерметичного ввода от непосредственного контакта с атмосферным воздухом предусмотрен гидравлический затвор, представляющий собой два сообщающихся в нижней части сосуда, один из которых сообщается с окружающей атмосферой, а второй — с полостью ввода.

В качестве запирающей жидкости используется тоже масло, что и во вводе. Принцип работы гидравлического затвора показан на рис. 47.

Первое положение на схеме соответствует начальному моменту при температуре t_0 , при котором затвор приведен в рабочее положение. H_0 — высота столба масла в полости

расширителя при этой температуре. Второе и третье положения схемы соответствуют изменению температуры масла во вводе на $\pm \Delta t$. При защите масла с помощью гидравлического затвора над поверхностью масла в полости ввода имеется некоторое количество воздуха. Радикальным средством, исключающим быстрое старение масла под воздействием окружающего воздуха, является полная герметизация ввода. Вопрос герметизации усложняется тем, что вводы работают при изменении температуры в широком диапазоне. Например, вводы для трансформаторов при работе погружены нижней частью в бак трансформатора, температура масла в верхних слоях которого может достигать

90°C, а температура окружающего воздуха может изменяться в интервале от -60 до $+50^\circ\text{C}$. Кроме того, имеется дополнительный подогрев ввода за счет диэлектрических потерь в изоляции, активных потерь в токоведущих деталях ввода. Вследствие указанных выше факторов, температура масла внутри ввода может достигать $+80^\circ\text{C}$. Коэффициент расширения трансформаторного масла равен $7,4 \times 10^{-4}$. Объем масла вводов на напряжение 110 кВ составляет примерно 30 л, на напряжение 220 кВ — 180 л, на напряжение 500 кВ — 700 л. Поэтому при разработке вводов герметичной конструкции необходимо предусмотреть компенсацию температурных изменений объема масла.

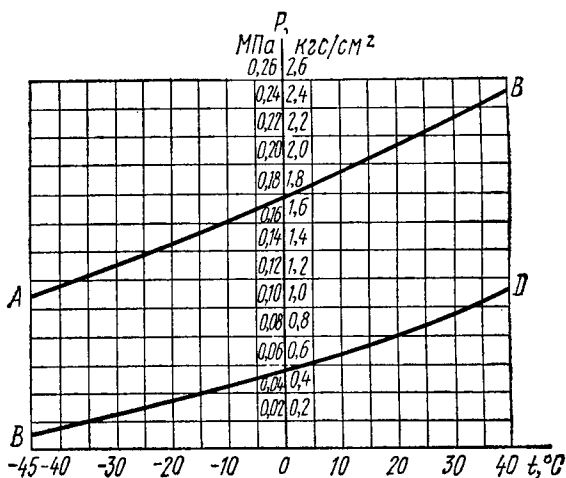


Рис. 48. Зависимость давления в системе ввод — бак давления от температуры окружающего воздуха:

AB — верхний предел изменения давления при максимальной нагрузке трансформатора, CD — установившаяся кривая

Для компенсации температурных изменений объема масла ввода герметичной конструкции применяют легко деформируемые элементы из упругого металла. Внутри элемента (сильфона) находится азот или воздух. При увеличении объема масла во вводе происходит деформация сильфонов и сжатие газа, находящегося в них. Герметичная конструкция рассчитывается так, чтобы при минимальной температуре внутри ввода давление было 0,01 МПа

(0,1 кгс/см²). Максимальное давление, которое выдерживают вводы составляет 0,15—0,3 МПа (1,5—3 кгс/см²) в зависимости от конструкции ввода и сильфонов.

В одних конструкциях сильфоны собирают в расширитель и помещают в корпус бака давления, который соединяется с вводом гибким металлическим трубопроводом. Отсоединять бак давления от ввода нельзя во избежание

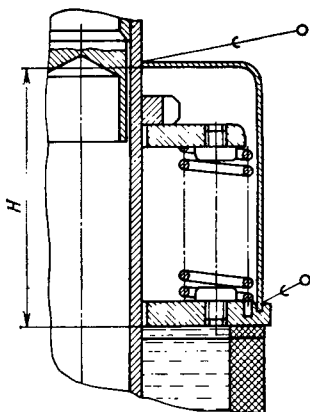


Рис. 49. Верхняя часть ввода
с твердой изоляцией:
H — высота «газовой подушки»

разрушения ввода от нагрева какими-либо посторонними источниками теплоты. Система ввод — бак давления постоянно работает под избыточным давлением масла, которое изменяется в зависимости от изменения температуры окружающего воздуха и масла ввода.

Для оценки нормальной работы ввода к каждому выпускаемому вводу прикладывается график изменения давления (рис. 48). Значение давления определяется по манометру измерительного устройства.

В других конструкциях герметичных вводов компенсаторы температурных изменений объема масла размещаются в верхней части («голове») ввода и представляют собой сильфон диаметром 51 мм и высотой 110 мм или сильфон тарельчатого типа с отверстием посередине различных диаметров. Такая конструкция имеет значительное преимущество перед конструкцией ввода с баком давления, так как отсутствует трубопровод, соединяющий ввод с баком, и исключается

возможность повреждения ввода в случае отсоединения бака давления и, кроме того, значительно упрощаются монтаж ввода и его транспортирование. Но в связи с тем, что у вводов на классы напряжения 330 кВ и выше необходимо компенсировать значительный объем масла, разместить требуемое количество сильфонов в верхней части ввода не представляется возможным.

У вводов с твердой изоляцией, где масло не работает как изоляционный материал, компенсация температурных изменений объема масла осуществляется с помощью «газовой подушки». Над поверхностью масла оставляют воздух, а верхнюю часть ввода запаивают припоем ПОС40 или ПОС61 (рис. 49).

§ 19. Основы технологии изготовления вводов

Наиболее широкое применение получили вводы с бумажно-масляной внутренней изоляцией, что объясняется ее высокими электроизоляционными характеристиками и сравнительно небольшой стоимостью.

Технологическая цепочка изготовления вводов с бумажно-масляной изоляцией следующая: изготовление внутренней изоляции, сушка внутренней изоляции, изготовление внешней изоляции и других деталей ввода, сборка ввода, вакуумная обработка, заполнение маслом, пропитка и испытания.

Внутреннюю изоляцию вводов на напряжения 110—150 кВ изготавливают намоткой широким полотном электроизоляционной намоточной бумаги толщиной 70 мк и шириной до 2 м на специальных намоточных станках. На расчетном диаметре между слоями бумаги укладывают уравнительные обкладки расчетной длины, изготовленные из алюминиевой фольги толщиной 7 или 14 мк. Часть уравнительных обкладок выполняют на всю расчетную длину из перфорированной фольги, а часть — так называемые дополнительные обкладки — в виде манжет. В электрическом отношении это допустимо, так как поле внутри конденсатора равномерное. Кроме того, такая конструкция изоляции позволяет ускорить процесс пропитки. Во время намотки полотно бумаги подсушивается на подогреваемом до температуры 120°C валу станка для того, чтобы в дальнейшем, при сушке под вакуумом, не происходило смещение обкладок внутри изоляции.

В связи с тем, что промышленность не выпускает бумагу большей ширины, изоляцию вводов на напряжения 220 кВ и выше изготавливают намоткой ленты из кабельной бумаги толщиной 120 мк последовательно по спирали с 50%-ным перекрытием на специальных станках. Перед началом намотки лента также подсушивается при температуре 105°C в течение 48 ч в специальных конвекционных сушилках.

Намотку изоляции вводов на напряжения 110—150 кВ производят непосредственно на трубу. Намотку изоляции на напряжения 220—500 кВ — на бакелитовый цилиндр или тонкостенную медную трубу. В этом случае между трубой и изоляцией образуется масляный канал, способствующий, как указывалось выше, лучшему отводу теплоты из внутренних слоев изоляции. По этой же причине изоляцию вводов на напряжение 750 кВ выполняют 2-секционной, т. е. с каналом в середине изоляции. Последняя уравнивающая обкладка внутренней секции и первая обкладка наружной секции обязательно соединяются электрически, путем припайки трех проводников. Также осуществляется соединение первой обкладки при намотке на бакелитовый цилиндр с основной трубой ввода. На последнюю заземляемую обкладку, а у вводов с измерительным конденсатором и на предпоследнюю, припаивают медный поясok для подпайки к нему проводника для измерения характеристик изоляции в эксплуатации и при изготовлении ввода. После намотки изоляцию подрезают уступами, что дает возможность уменьшить габариты и массу конструкции. Затем на изоляцию надевают бакелитовые трубки, предохраняющие ее от механических повреждений, а под уступы устанавливают шайбы для предотвращения изоляции от сползания.

Несмотря на предварительную подсушку во время намотки или перед намоткой, бумага, из которой изготавливают изоляцию, содержит большое количество влаги и имеет низкие электроизоляционные характеристики. Для получения требуемых характеристик из бумаги удаляют максимально возможное количество влаги. Для этого проводят термовакуумную сушку изоляции в индукционных печах шахтного типа при температуре 105°C и остаточном давлении до 1330 Па (10^{-3} мм рт. ст.). С увеличением класса напряжения возрастает толщина изоляции, поэтому время сушки изоляции на разные классы напряжения различно. Время сушки изоляции на напряжения 110—150 кВ — 5—7 сут, на напряжение 220 кВ — 4 сут, 330 кВ — 6 сут, 500 кВ — 19—23 сут, 750 кВ — более 30 сут. Время сушки зависит также и от способа намотки изоляции. Как видно

из вышеприведенных данных, изоляция вводов на напряжение 220 кВ высыхает быстрее, чем на 110—150 кВ, так как намотка широким полотном бумаги более плотная, чем ленточная. За процессом сушки ведется контроль: каждый час регистрируется температура (которая должна быть равномерной по всей высоте печи), остаточное давление и один раз в сутки производится измерение тангенса угла диэлектрических потерь. Сушка считается законченной по достижении $\operatorname{tg} \delta$ величины, установленной нормативно-технической документацией предприятия-изготовителя.

Одновременно с изготовлением внутренней изоляции идет изготовление внешней изоляции и других деталей ввода. Фарфоровые покрышки шлифуют для создания надежного уплотнения при соприкосновении с другими деталями. При наличии у ввода механического крепления покрышек шлифуют также и боковую поверхность покрышки. Затем производят испытания покрышек избыточным давлением воды 0,4 МПа (4 кгс/см²). Детали, изготовленные из алюминиевого, бронзового, латунного литья и методом сварки или пайки, также, подвергают испытанию избыточным давлением воды 0,5 МПа (5 кг/см²) в течение 5 мин для определения отсутствия в них течи. Все детали ввода должны иметь гальванолакокрасочные покрытия для защиты от коррозии и исключения влияния на масло, заполняющее ввод.

По окончании сушки изоляции и изготовлении всех деталей приступают к сборке ввода. В § 75 будет подробно изложен процесс разборки вводов разных конструкций. Сборка производится в обратной последовательности с применением тех же приспособлений.

После сборки вводы устанавливают на стенды для вакуумной обработки, заполнения маслом и пропитки. В верхней точке ввод подсоединяют к вакуумной и масляной линиям через промежуточную камеру (стеклянный сосуд), а в нижней части — к линии слива масла. Производят измерение емкости ввода в «сухом» состоянии. Из объема ввода и изоляции удаляется воздух. Вакуумная обработка вводов производится при остаточном давлении 135—405 Па (1—3 мм рт. ст.) и в течение времени, зависящего от габаритов конструкции. Вакуумная обработка вводов герметичного исполнения на напряжение 110 кВ длится 12 ч, а на напряжение 500 кВ — 24 ч. По окончании вакуумной обработки производят заполнение вводов маслом, подогретым до температуры 50—60°C, и начинается пропитка бумажной изоляции маслом. Время пропитки зависит от толщины изоля-

ции, температуры окружающего воздуха и способа намотки изоляции. Во время пропитки производят измерение один раз в сутки емкости ввода, по величине которой судят об окончании процесса пропитки. Емкость пропитанной маслом изоляции в n раз больше емкости «сухой» изоляции. Коэффициент n зависит от марки масла, применяемого для пропитки.

Далее производят испытания ввода избыточным давлением масла для контроля качества сборки и надежности уплотнений. Во вводе создают давление масла в 1,1 раза превышающее его рабочее давление. У негерметичных вводов оно равно 0,15 МПа (1,5 кгс/см²), а у герметичных — 0,15 МПа или 0,3 МПа (3 кгс/см²) в зависимости от конструкции примененных компенсаторов температурных изменений объема масла. Избыточное давление выдерживают в течение 30 мин, по истечении которых проверяют конструкцию на отсутствие течи масла из мест уплотнений и деталей.

Каждый выпускаемый предприятием ввод проходит не только технологическую обработку и испытания избыточным давлением масла, но и электрические испытания. Для проведения электрических испытаний вводы устанавливают в рабочее положение, т. е. вводы для трансформаторов, реакторов и масляных выключателей погружают нижней частью в бак с маслом, а линейные вводы испытывают на воздухе. Электрические испытания состоят: в измерении $\operatorname{tg} \delta$ основной изоляции при трех значениях напряжения, а именно: 35 кВ, 0,3 U_m (максимальное рабочее напряжение) и 0,6 U_m для проверки качества сушки изоляции; измерении при тех же напряжениях прироста тангенса угла диэлектрических потерь, что свидетельствует о качестве вакуумной обработки, т. е. отсутствии воздушных включений в изоляции для предотвращения развития в них ионизационных процессов, могущих привести к пробое. Затем к вводам прикладывают одноминутное испытательное напряжение. После этого снова измеряют тангенс угла диэлектрических потерь при тех же значениях напряжения и его прирост. Если полученные значения не отклоняются от установленных нормативно-технической документацией, то вводы считают выдержавшими электрические испытания. После этого производят их внешнюю отделку и упаковывание для отправки потребителю.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначены вводы?
2. Из каких основных деталей состоит ввод?
3. Какие виды внутренней изоляции применяются во вводах?

4. Как выбрать внешнюю изоляцию?
5. Каково назначение соединительной втулки ввода?
6. Как осуществляется стяжка вводов?
7. Чем отличаются вводы герметичной и негерметичной конструкций?
8. Какие способы компенсации температурных изменений объема масла применяются во вводах?

ГЛАВА III

ОХРАНА ТРУДА И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

§ 20. Техника безопасности при работах на линиях и ремонтах вводов

Работы на линиях являются с точки зрения безопасности особо сложными по следующим причинам:

рабочее место (место производства работ) ежедневно, а иногда и несколько раз в день меняется, оно всегда удалено от РПБ, что затрудняет контроль за соблюдением правил техники безопасности со стороны инженерно-технического персонала,

работы на линии, находящиеся под напряжением, связаны с соблюдением особой осторожности из-за непосредственной близости от работающих на опорах проводов и деталей, находящихся под напряжением,

при работах на отключенных линиях необходимы тщательная проверка отсутствия напряжения и установка заземлений на провода линий,

работы, как правило, связаны с подъемом на опоры на большую высоту,

линейные бригады на месте работ самостоятельно осуществляют допуск к производству работ и определяют место работы.

В связи с этим от каждого члена бригады требуется особое внимание и строгое выполнение всех требований техники безопасности.

Безопасные условия производства работ строго регламентированы «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок». Все лица, обслуживающие электроустановки высокого напряжения, проходят медицинское освидетельствование. Каждому работнику после необходимого обучения и проверки знаний присваивается группа по технике безопасности (с I по V). Все лица (начиная с группы II) должны быть практически обучены приемам освобождения человека, попавшего под напряжение, приемам искусственного дыхания и правилам оказания первой помощи.

Лица, не достигшие 18-летнего возраста, не допускаются на линиях напряжением выше 1000 В к работе под напряжением, к верховым работам, рубке и валке деревьев, к пропитке древесины антисептиками, газо- и электросварочным работам, обслуживанию подъемных кранов в качестве крановщиков и стропальщиков, такелажным работам, вожждению транспорта, обслуживанию ручных лебедок, работам по установке и валке опор, а также к ремонту трансформаторов с нахождением внутри бака, ренегерации трансформаторного масла и др.

Работы на воздушных линиях с точки зрения мер безопасности разбиваются на следующие три категории:

работы на отключенных линиях вдали от других действующих линий,

работы на отключенных линиях вблизи действующих линий напряжением выше 1000 В,

работы на линиях, находящихся под напряжением.

Все лица, которым разрешено производство специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении о проверке знаний. К таким специальным работам относятся: верхолазные работы, работы под напряжением (чистка, обмыв и замена изоляторов, ремонт проводов, контроль состояния изоляторов и соединителей, смазка грозозащитных тросов), обслуживание сосудов, работающих под давлением, испытания оборудования повышенным напряжением (за исключением работы с мегаомметром).

Любая работа на действующей линии или подстанции может производиться при обязательном соблюдении следующих условий:

на производство работы должен быть выдан наряд или распоряжение (письменно или устно) лицом, уполномоченным на это,

работа на линиях должна производиться не менее чем двумя лицами, за исключением работ без подъема на опору и с подъемом на опору не выше 3 м от уровня земли, не связанных с разборкой конструктивных элементов опоры,

должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

При выявлении нарушений Правил техники безопасности на нарушителя накладывается строгое взыскание, а при неоднократном повторении нарушений администрация должна отстранить такого работника от работы. Дела на нарушителей могут также передаваться в товарищеский или народный суд.

При переводе того или иного работника, нарушившего

Правила техники безопасности, на другую, нижеоплачиваемую работу или на низшую должность, соответственно снижается квалификационная группа по технике безопасности. Восстановление группы после истечения срока взыскания производится на общих основаниях, т. е. после проверки знаний.

Должностные лица, виновные в нарушении Правил техники безопасности, привлекаются к административной, а в наиболее тяжелых случаях к уголовной ответственности.

§ 21. Основные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

К организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность работ на линиях, относятся следующие:

1. Оформление работ нарядом или распоряжением. Наряд — это письменное распоряжение, определяющее состав бригады, содержание работ, подлежащих выполнению, место, время и условия их производства, а также лиц, ответственных за безопасность работ.

На линиях по наряду производятся работы: со снятием напряжения, под напряжением на токоведущих частях, без снятия напряжения на нетокведущих частях с подъемом выше 3 м от уровня земли (считая от ног человека), с разборкой конструкций опор, с откапыванием стоек или фундаментов опоры на глубину более 0,5 м, с применением механизмов и грузоподъемных машин в охранной зоне линии, а также при наиболее опасных работах по расчистке трасс от зарослей, когда возможно падение деревьев на провода.

Остальные работы на линиях могут выполняться по устному или письменному распоряжению. Распоряжение может иметь произвольную форму, но должно четко определить содержание, объем и условия производства работы, состав бригады и время производства работ.

При производстве наиболее сложных и опасных работ на линиях по нарядам назначается руководитель работы. К таким работам относятся: работы на отключенной цепи двухцепной линии, когда вторая цепь остается под напряжением, установка и демонтаж опор, присоединение линии к подстанции, работы под напряжением на токопроводящих частях и т. п. Ответственными за безопасность работ в действующих электроустановках являются: выдающий наряд или отдающий распоряжение, руководитель работ, выполняемых по наряду, дежурный, дающий распоряжение на подготовку рабочего места и допуск к работе, дежурный или другое лицо

из числа оперативно-ремонтного персонала, подготавливающий рабочее место, допускающий к работе, производитель работ, наблюдающий, члены бригады.

Выдающий наряд или распоряжение на производство работ в действующей электроустановке должен назначить производителя работ, а в упомянутых выше случаях также и руководителя работ, членов бригады, определить место, содержание, время производства работ и меры по подготовке рабочего места для обеспечения безопасного производства работ. Выдавать наряды и распоряжения, как правило, могут лица из числа административно-технического персонала, имеющие группу по технике безопасности не ниже V. Список этих лиц устанавливается руководством предприятия.

Руководителями работ могут быть инженерно-технические работники, осуществляющие технический надзор за состоянием линий и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже группы V. Руководитель работ отвечает за необходимость работы и возможность безопасного ее производства, за достаточность квалификации лиц, назначаемых для производства работ.

Производитель работ (наблюдающий) отвечает за подготовку рабочего места, правильную, безопасную организацию работ на месте, инструктирование лиц, назначенных для производства работ, допуск бригады к работе и соблюдение работающими Правил техники безопасности. Он обязан до начала работ обеспечить выполнение всех необходимых мер безопасности, правильно расставить людей на месте работы, проверить исправность защитных и грузоподъемных приспособлений и инструмента, инструктировать бригаду и обеспечить непрерывный надзор за работающими.

Для надзора за бригадами работников других предприятий, работающими на линиях, подстанциях или вблизи них и не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках, назначается наблюдающий. Он обязан контролировать наличие на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов, запирающих устройств на приводах коммутационных аппаратов и других мер, обеспечивающих безопасность членов бригады при производстве работ. При этом ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является бригадир, возглавляющий эту бригаду и постоянно находящийся на рабочем месте. Наблюдающий должен иметь группу по технике безопасности не ниже III.

Каждый член бригады обязан выполнять требования Правил техники безопасности и инструктивные указания, полученные при допуске к работе и во время работы. Наряд

выдается на срок не более 15 календарных суток со дня начала работы или со дня продления. При перерывах в работе наряд остается действительным.

2. Оформление допуска к работе. Подготовка рабочих мест и допуск могут производиться только по разрешению (распоряжению) дежурного, в оперативном подчинении которого находится линия или подстанция. Допуск к работам могут осуществлять либо допускающий из числа оперативно-ремонтного персонала, либо производитель (руководитель) работ, совмещающий обязанности допускающего с соответствующей записью в наряде.

Допускающий перед допуском должен убедиться в выполнении всех технических мероприятий по подготовке рабочего места для безопасного производства работ.

Оформление допуска к работе по наряду производится соответствующей записью и подписями допускающего и производителя (руководителя) работ в наряде.

Допуск по распоряжению оформляется только записью в оперативном или специальном журнале.

3. Надзор во время работ, который осуществляется производителем или руководителем работ.

4. Оформление окончания работ и включения линии производится производителем работ в наряде с записью времени окончания работ и времени сообщения об окончании работ оперативному дежурному персоналу или лицу, выдавшему наряд. С этого момента линия считается включенной под напряжение.

5. Оформление перерывов в работе или продление наряда в случае необходимости может производиться по разрешению лица, выдавшего наряд или ответственного лица оперативного персонала, давшего разрешение приступить к работе. О всех перерывах в работе и о продлении наряда делаются соответствующие записи в наряде.

Распоряжение о включении линии отдается оперативным персоналом только после того, как получены сообщения от всех бригад, работающих на линии, о том, что работы закончены, бригады удалены и заземления сняты.

При работах на отключенных линиях должны быть выполнены технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ:

с линии снимается напряжение выключателями и линейными разъединителями, на концах линия заземляется, а на приводах линейных разъединителей вывешивается плакат «Не включать — работа на линии». Эти мероприятия выполняются персоналом электростанций и подстанций,

на месте работ проверяется отсутствие напряжения на линии и накладываются заземления. Мероприятия на месте работ выполняются линейным персоналом.

Все изолирующие защитные средства по технике безопасности делятся на основные и дополнительные. Основные изолирующие защитные средства — это те, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение линии и которые позволяют производить работы непосредственно на элементах линии, находящихся под напряжением. К ним относятся изолирующие измерительные штанги, изолирующие средства для работ под напряжением, и указатели напряжения.

Из дополнительных защитных средств при работах на линиях используются только диэлектрические перчатки. Резиновые боты, коврики, подставки используются только на подстанциях.

Персонал, обслуживающий воздушные линии электропередачи, должен быть снабжен в необходимом количестве всеми необходимыми защитными средствами. Защитные средства должны храниться в закрытых помещениях, должны быть защищены от увлажнения, загрязнения и механических повреждений и должны размещаться отдельно от другого инструмента и приспособлений бригад.

Все изолирующие защитные средства должны быть пронумерованы и занесены в журнал учета и содержания защитных средств.

Защитные средства подвергают периодическим испытаниям и осмотрам. На всех защитных средствах, прошедших испытания, ставят штамп, в котором указывают срок годности и напряжение, до которого может быть использовано данное приспособление.

Проверка отсутствия напряжения производится специальными указателями напряжения, пользоваться которыми в электроустановках выше 1000 В следует в диэлектрических перчатках.

Проверка отсутствия напряжения может производиться также приближением изолирующей штанги с укрепленным на ней указателем напряжения к проводам линии или путем приближения к ним обычной штанги (для линий 35 кВ и выше). Отсутствие искры и треска в этом случае показывает, что напряжения нет.

На одноцепных линиях 330 кВ и выше признаком отсутствия напряжения является также отсутствие коронирования. При треугольном и вертикальном расположении проводов на опорах отсутствие напряжения указателем или

штангой, а также наложение заземлений следует производить снизу вверх, начиная с нижнего провода, а при горизонтальном распоряжении проводов проверку следует начинать с ближнего провода.

В сырую погоду, когда применение приборов и штанг не разрешается, проверка отсутствия на линии напряжения должна быть проведена путем тщательной проверки на месте вспомогательных признаков (направление линии, отсутствие коронирования, наименование и напряжение линии, тип опор и т. п.), по которым можно убедиться, что это именно та линия, на которой снято напряжение.

Проверка отсутствия напряжения методом наброса запрещается.

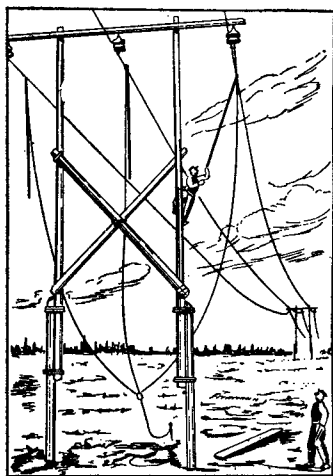


Рис. 50. Заземление фаз линии

Заземление фаз линий осуществляется путем наложения и закрепления на проводах переносных заземлений (рис. 50), которое производится с помощью штанги из изоляционного материала. При наложении заземления сначала присоединяется заземляющий провод к заземлителю или заземленным частям опоры и после проверки отсутствия напряжения накладываются и закрепляются зажимы переносного заземления на проводах.

При снятии переносного заземления следует соблюдать обратный порядок, т. е. сначала переносное заземление снимается с провода, а затем отсоединяется от заземлителя.

Заземлителями могут служить детали металлических опор, на деревянных и железобетонных опорах — заземляющие проводники. Искусственные заземлители устраиваются путем забивки или ввертывания в землю на глубину 0,5—1 м специального переносного заземлителя, имеющего узел для закрепления заземляющего проводника.

На железобетонных опорах допускается присоединять заземление к стальным элементам опоры, имеющим металлическую связь с арматурой.

Каждое переносное заземление для крепления к проводам должно иметь винтовые или пружинные зажимы (рис. 51)

и зажимы для крепления к заземлителям или металлическим опорам.

Для наложения заземления с траверсы опоры линий 330 кВ и выше используют также подвесное заземление со специальным эксцентриковым зажимом (рис. 52, а). Такое заземление устанавливается и снимается с провода с помощью капронового или хлопчатобумажного каната.

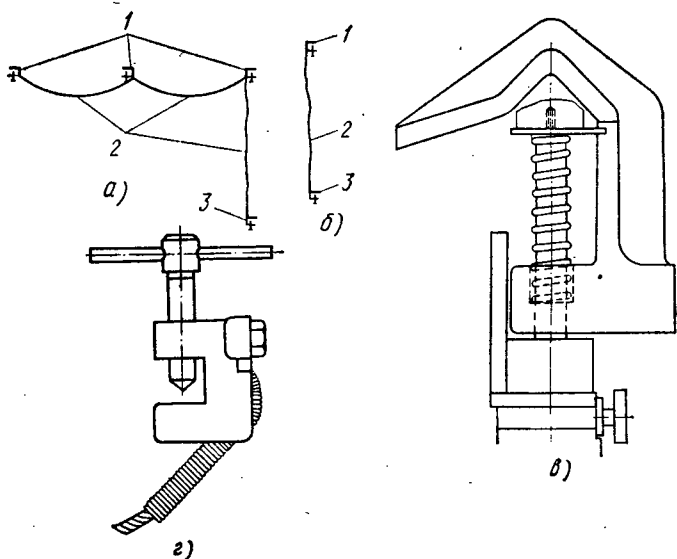


Рис. 51. Устройство переносных заземлителей:

а — трехфазное заземление, б — однофазное заземление, в — зажим для крепления заземления к проводу, г — зажим для крепления заземления к заземлителю; 1 — зажим для крепления заземления к проводу, 2 — гибкий медный провод, 3 — зажим для крепления заземления к заземлителю

Для заземления проводов линий 330—500 кВ разработана и выпускается специальная легкая штанга из дюралюминиевых трубок массой около 4 кг (рис. 52, б).

Запрещается применение для заземления и закорачивания проводов линии каких-либо проводников, не предназначенных специально для этой цели. Запрещается присоединение заземляющих проводников путем скрутки или набросов. При отсутствии видимого заземления категорически запрещается работать на проводах и на гирляндах изоляторов отключенной линии.

Если работа ведется на проводе одной фазы или поочередно на каждой фазе, то, как правило, можно ограничить-

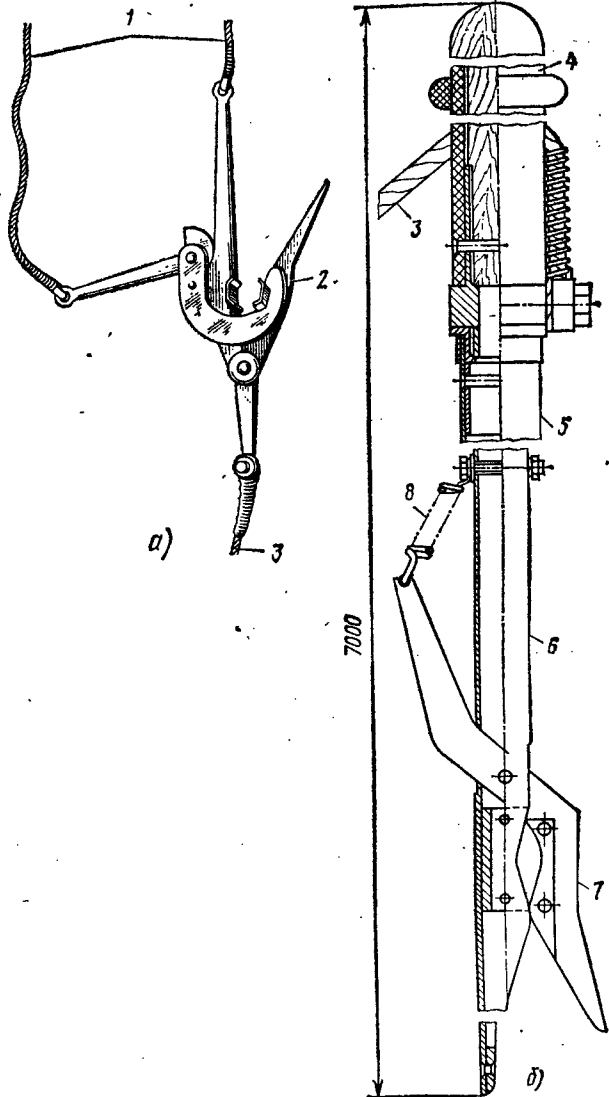


Рис. 52. Приспособления для заземления линии 330—500 кВ:

a — подвесное заземление, *б* — заземляющая штанга; 1 — капроновые канаты, 2 — эксцентриковый зажим, 3 — гибкий медный провод, 4 — рукоятка, 5 — секция алюминиевых трубок, 6 — секция важима, 7 — зажим, 8 — пружина

ся заземлением на месте работы только той фазы, на которой производятся работы. При этом допускается производство работ только на одной фазе, а две другие фазы следует считать находящимися под напряжением. Эти условия производства работ должны быть указаны в наряде.

На линиях сверхвысокого напряжения 330 кВ и выше с расщепленными проводами фазы допускается на каждой фазе накладывать заземление только на один из проводов.

При работах на изолированном от опоры грозозащитном тросе линий 220 кВ и выше или когда при производстве работ на опоре требуется приблизиться к нему на расстояние меньше 1 м, трос должен быть заземлен переносным заземлением.

В случаях перерывов в работе на линии, отключенной на все время работы, заземления не снимаются.

При работах на опорах перед подъемом необходимо предварительно убедиться в прочности закрепления опоры. Запрещается подъем монтеров на вновь установленную опору без специального разрешения производителя работ. Подъем на деревянные и железобетонные опоры и спуск с них разрешается только с применением когтей или специальных приспособлений. Производить работы на этих опорах следует всегда стоя на двух когтях и закрепившись к опоре цепью или ремнем монтерского пояса. Не разрешается подъем на опоры со стороны внутреннего угла на угловых одностоечных опорах со штыревыми изоляторами.

В связи с большой длиной линий особую осторожность следует соблюдать при приближении грозы. Разряды молнии в линию могут произойти далеко от места производства работ. Однако волна перенапряжения, распространяясь по проводам с большой скоростью, может поразить работающих на линии людей. Поэтому при приближении грозы всякие работы на линии должны быть прекращены, а люди должны быть выведены на край трассы.

Особое значение имеет соблюдение Правил техники безопасности при производстве работ в местах пересечений линий с другими высоковольтными линиями, с железными и шоссейными дорогами, с судоходными реками и каналами. В этих случаях целесообразно присутствие на месте работ руководителя работ.

Особое внимание следует обращать на соблюдение специальных мер безопасности при производстве работ на параллельных линиях в зоне влияния других линий 35 кВ и выше, когда расстояние между осями этих линий в зависимости от напряжения находится в пределах от 100 до 200 м.

Эти специальные меры безопасности достигаются в основном установкой дополнительных переносных заземлений вблизи (не далее 3 м) от места производства работ, предварительной установкой шунтов при разрезании и соединении проводов и тросов и др.

При работах на проводах (тросах) линий, находящихся вблизи других линий, с использованием различных механизмов для подъема людей их рабочие площадки должны быть соединены с помощью переносного заземления с проводом (тросом), а сам механизм должен быть заземлен, провод (трос) при этом заземляется на ближайшей опоре.

В настоящее время в связи с интенсивным развитием сетей сверхвысокого напряжения разработаны специальные нормы и правила по охране труда при работах на действующих ВЛ и подстанциях 400, 500, 750 и 1150 кВ и в санитарно-защитной зоне. ВЛ того же напряжения. Эти нормы определяют меры безопасности вблизи линий, где напряженность электрического поля превышает 5 кВ/м.

Допустимая продолжительность пребывания работающих в течение суток в этой зоне без средств защиты ограничена и установлена в зависимости от напряженности электрического поля от 3 ч при 10 кВ/м до 5 мин при 25 кВ/м.

В тех случаях, когда напряженность электрического поля превышает 25 кВ/м или необходимая для производства работ продолжительность пребывания человека в зоне выше допустимых величин, необходимо применение специальных средств защиты.

Границы зоны, где напряженность электрического поля превышает 5 кВ/м, располагаются для линий 400—500 кВ на расстоянии 20 м от проекции крайних проводов на землю, для линий 750 кВ — 30 м и линий 1150 кВ — 55 м. В этой зоне подъем на опоры, конструкции и оборудование (кроме трансформаторов и шунтирующих реакторов) без применения средств защиты запрещается. В качестве средств защиты применяют экранирующие костюмы из специальной проводящей ткани и обуви с проводящей подошвой. При этом все части костюма (шлем или капюшон, куртка, брюки и ботинки) соединяются между собой проводниками. Вместо экранирующих костюмов могут применяться экранирующие устройства (козырьки, навесы, зонты, палатки и т. п.), выполненные из металла или металлизированной ткани и устанавливаемые постоянно (стационарные) или временно (переносные) над местом работы монтера.

К экранирующим устройствам приравниваются также заземленные кабины и кузова (металлические или имеющие

металлическую крышу) автомашин, механизмов, передвижных мастерских, прицепных фургонов и т. п.

При применении средств защиты продолжительность пребывания людей в электрическом поле не ограничивается.

При производстве работ в электрическом поле с напряженностью выше 5 кВ/м все доступные для прикосновения изолированные от земли металлические детали, приспособления, раскатываемые провода, тросы и т. п. должны быть заземлены. Все машины и механизмы на резиновом ходу, используемые для производства работ в электрическом поле с напряженностью выше 5 кВ/м, должны быть снабжены металлической цепью, соединенной с шасси или кузовом, конец которой должен лежать на земле.

При работе в корзине телескопических вышек или гидрподъемников могут также применяться переносные экранирующие устройства в виде навесов, щитов, перегородок и т. п.

§ 22. Причины и виды травматизма при работах на линиях и подстанциях

Основной причиной почти всех несчастных случаев является грубое нарушение правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

Поражение электрическим током чаще всего происходит, когда при работе на отключенной линии или на оборудовании подстанции (трансформаторе, выключателе и т. п.) персонал ошибочно попадает на другую линию или оборудование, находящееся под напряжением. При этом, нарушая правила, монтеры приступают к работе, не производя проверки отсутствия напряжения и наложения заземления, касаясь проводов или других деталей, находящихся под напряжением, и оказываются пораженными электрическим током.

Такие случаи приводят к тяжелым ожогам и часто имеют смертельный исход.

Наблюдаются случаи поражения электрическим током от наведенного напряжения на грозозащитных изолированных тросах или на отключенной цепи двухцепных линий, когда в нарушение правил не выполняется заземление проводов и тросов на месте работ. Поражение электрическим током происходит также при производстве работ на линиях, находящихся под напряжением, когда монтер приближается на недопустимо близкое расстояние к проводам или поль-

зуется при работах неисправными и непроверенными изолирующими средствами.

Падение с высоты происходит при нарушении требований правил о необходимости закрепления цепью или канатом монтерского пояса при подъеме и производстве работ на высоте (на опоре или оборудовании, на проводах и гирляндах). При потере равновесия или случайном соскальзывании ноги монтер может упасть на землю. В ряде случаев монтеры, вылезая на гирлянды изоляторов или поднимаясь в люльках к проводам и тросам, должны привязываться (страховаться) с помощью специальных веревок. В противном случае ошибка работающего или разрыв гирлянды может привести к падению его на землю.

Значительное количество несчастных случаев при работах на линиях 6—10 кВ происходит из-за падения одностоечных опор вследствие загнивания или недостаточного их заглубления. Особенно опасны при этом работы по демонтажу проводов. Поэтому необходимо обратить внимание на тщательную проверку состояния опоры до подъема на нее монтеров.

Большинство работ на линиях связано с подъемом или опусканием опор или их частей, проводов и гирлянд изоляторов. Все эти работы выполняются с применением такелажных и грузоподъемных приспособлений.

Несоблюдение работающими требований правил техники безопасности приводит к тяжелым травмам, связанным с падением тяжести или обрывом тяговых канатов. Так, категорически запрещается находиться под опорой или оборудованием при подъеме на них деталей, приспособлений и инструмента, а также во время производства работ. Нарушения этого требования неоднократно влекли за собой серьезные травмы монтеров.

При неправильной расстановке монтеров во время подъема опор или натягивании проводов и тросов, при случайном обрыве тяговых канатов может быть нанесена травма концом оборванного каната, опорой, гирляндой или проводом.

Отравление или ожоги монтеров антисептиками, ядохимикатами, красками или растворителями происходят из-за несоблюдения работающими требований специальных правил безопасности или отсутствия специальной защитной одежды и обуви.

Таким образом, все несчастные случаи с людьми всегда связаны с нарушениями правил техники безопасности. Выполнение же всех требований техники безопасности гаран-

тирует полную безопасность работ на воздушных линиях и подстанциях.

Каждый несчастный случай с работающими на производстве подлежит регистрации и расследуется специальной комиссией с участием Комитета профессионального союза. О несчастном случае составляется акт, где подробно описываются обстоятельства и характер несчастного случая, его причины, выявляются виновные в его возникновении и намечаются мероприятия по предотвращению в дальнейшем подобных случаев. Аналогично расследуются все случаи профессиональных заболеваний.

§ 23. Задачи промышленной санитарии и личной гигиены

Всемерное оздоровление и облегчение условий труда являются одной из важных задач подъема народного благосостояния. В пятилетних планах развития народного хозяйства предусматривается дальнейшее коренное улучшение и облегчение условий труда, благоустройство быта и ликвидация тяжелого физического и неквалифицированного труда. Решение намеченных задач в области охраны труда неразрывно связано с успешным осуществлением грандиозной программы коммунистического строительства.

Обеспечение нормальных условий труда и обучение рабочих безопасным методам работ возложено в СССР на хозяйственные органы и администрацию предприятий. Контроль за соблюдением законов о труде осуществляют профессиональные союзы. Они призваны охранять материальные интересы и права трудящихся, строго следить за проведением мероприятий по улучшению техники безопасности и повышению санитарно-гигиенической культуры.

На каждом предприятии комитетом профсоюзов создается комиссия охраны труда и выбираются общественные инспектора по охране труда в каждом цехе и бригаде. Комиссии и инспектора призваны осуществлять общественный контроль за состоянием техники безопасности и промышленной санитарии, своевременно ставить перед администрацией вопросы улучшения охраны труда и быта работников, осуществлять непримиримую борьбу с нарушителями правил техники безопасности.

Профессиональные союзы строго контролируют своевременность обеспечения рабочих спецодеждой, спецпитанием и средствами индивидуальной защиты работающих, добиваются полного использования средств, отпущенных на осу-

ществление мероприятий по технике безопасности, наблюдают за соблюдением требований санитарии и гигиены на производстве.

На каждом предприятии имеется отдел (группа) или инженер по технике безопасности, который подчиняется непосредственно главному инженеру или директору предприятия.

Отличительной особенностью обслуживания линий является производство работ в полевых условиях на значительном расстоянии от ремонтных баз. В течение рабочего дня монтеры находятся на открытом воздухе и в ряде случаев вынуждены работать при дожде, снеге, гололеде, ветре и в морозную погоду, при этом основные виды работ производятся на высоте. Для облегчения условий труда монтеров необходимо в первую очередь предоставить удобные и утепленные в зимнее время транспортные средства для доставки линейного персонала от базы до места работ, с одного места работы на другое и обратно на базу. Для этого линейные автомашины оборудуют теплыми кабинами, а тракторные сани — специальными вагончиками.

Утепленные кабины и вагончики являются одновременно местом обогрева и защиты от дождя на трассе линии и некоторых подстанциях, там же ремонтный персонаж принимает пищу.

Для оказания первой помощи на месте производства работ каждая бригада должна иметь с собой полевую аптечку с медикаментами.

Для организации питания в полевых условиях необходимо каждую бригаду обеспечить питьевой водой и термосами для индивидуального пользования. Питьевую воду лучше всего транспортировать в деревянных бочонках с крышками.

Весь персонал обеспечивается бесплатной спецодеждой. Кроме того, при производстве работ в паводок персонал должен быть обеспечен дежурной спецодеждой; резиновыми сапогами и брезентовыми костюмами. В качестве дежурной спецодежды персонал обеспечивается также прорезиненными плащами.

При производстве работ с антисептиками, красками, компаундами, мастиками, ядохимикатами, растворителями и с пропитанным антисептиком лесом также выделяется дежурная спецодежда, состоящая из костюма из специальной защитной ткани, шлема из той же ткани и спецобуви.

Для возможности производства работ в зоне линий сверхвысокого напряжения с напряженностью электрического

поля 5 кВ/м и выше в ряде случаев должна выдаваться экранирующая спецодежда индивидуального пользования (костюм, рукавицы, головные уборы и обувь с хорошо проводящей подошвой, электрически соединенные между собой специальными перемычками). Экранирующую спецодежду изготавливают из ткани и материалов, имеющих высокую электрическую проводимость.

Вся спецодежда может храниться на дому или в специальных шкафчиках на базе. Дежурная спецодежда хранится только на базе в специальном помещении. Для просушивания намокшей спецодежды на базе оборудуется сушилка. Стирка спецодежды производится регулярно за счет предприятия в прачечных или на ремонтно-производственной базе.

В раздевалках на базах для каждого работника должен быть отведен шкафчик на два отделения: для чистой одежды и обуви и для рабочей. На базах оборудуются душевые, в которых персонал может мыться после окончания работы. Пользование душевыми после работы с ядохимикатами, антисептиками, красками и растворителями обязательно.

Ученики бригадного или индивидуального обучения, учащиеся профессионально-технических учебных заведений обеспечиваются спецодеждой, спецобувью и предохранительными приспособлениями в период производственного обучения наравне с рабочими данного предприятия.

Во время работы монтеры обязаны пользоваться выданной им спецодеждой и предохранительными приспособлениями (монтерские пояса, когти, очки и т. п.). Без необходимой спецодежды или в неисправной, загрязненной спецодежде и спецобуви, с неисправными предохранительными приспособлениями монтеры не допускаются к работе.

§ 24. Основные требования пожарной безопасности

Требования пожарной безопасности на промышленных предприятиях и складах устанавливаются на основании утвержденных типовых правил пожарной безопасности. На основании этих правил в каждом цехе, лаборатории, мастерской или другом помещении РПБ, РЭП или подстанции для работающих там лиц должна быть разработана местная инструкция о мерах пожарной безопасности. Ответственность за пожарную безопасность на РПБ, РЭП и подстанциях несут их руководители.

Каждый работник независимо от занимаемой должности обязан четко знать и строго выполнять установленные пра-

вила пожарной безопасности и на своем рабочем месте и не допускать действий, могущих привести к пожару или загоранию. Лица, виновные в нарушении установленных правил пожарной безопасности, несут ответственность в дисциплинарном, административном и судебном порядке.

Все рабочие и служащие должны проходить специальную противопожарную подготовку путем противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму. Первичный противопожарный инструктаж проводится с каждым вновь принимаемым на работу. Такой инструктаж можно проводить одновременно с инструктажом по безопасности труда. Вторичный инструктаж по пожарной безопасности проводится непосредственно на рабочем месте, а также при перемещении рабочих с одной работы на другую применительно к особенностям пожарной опасности данного цеха, лаборатории, мастерской, склада и т. д.

Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся по специально утвержденной руководителем предприятия программе.

В целях пожарной безопасности территория РПБ, РЭП и подстанций, а также их помещения, мастерские, склады, лаборатории должны постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства. Ко всем зданиям и сооружениям должен быть обеспечен свободный доступ. Проходы, выходы, коридоры, тамбуры, лестницы всех зданий и помещений категорически запрещается загромождать различными предметами и оборудованием. Все двери для эвакуации людей при пожаре должны свободно открываться в направлении выхода из здания. В подвальных и цокольных этажах зданий запрещается применение и хранение взрывчатых веществ, баллонов с газом под давлением, пластмасс, полимерных и других материалов, имеющих повышенную пожарную опасность.

В производственных и административных зданиях предприятия запрещается убирать помещения с применением бензина, керосина и других горючих жидкостей, оставлять после окончания работы включенные электронагревательные приборы, производить отопление замерзших труб паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня.

Требования к складам предприятий электрических сетей, где хранятся краски, лаки и растворители должны соответствовать СНИП для складов нефти и нефтепродуктов.

Курение допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

В таких местах должны быть надписи «Место для курения».

Особую пожарную опасность представляют действующие линии электропередачи, подстанции и внутренние электропроводки в зданиях и помещениях. Поэтому персонал, обслуживающий электроустановки, обязан строго соблюдать действующие правила технической эксплуатации, правила устройства и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. В частности, не допускается прохождение проводов ВЛ надгораемыми кровлями, навесами, штабелями леса, складами торфа, сена, дров и других горючих материалов.

Линии электропередач нужно располагать на расстоянии не менее полуторократной высоты опоры от пожароопасных производственных и складских зданий и установок. При прохождении ВЛ в районах Западной Сибири и Севера вдоль магистральных нефте- и газопроводов их можно прокладывать на расстоянии не менее 1000 м друг от друга. Установленное на подстанциях маслonaполненное электрооборудование (трансформаторы, реакторы) в необходимых случаях должно быть защищено соответствующими сигнальными противопожарными устройствами и стационарными или передвижными установками пожаротушения.

При эксплуатации электроустановок запрещается использовать кабели и провода с поврежденной изоляцией, использовать электронагревательные приборы без огнестойких подставок, а также оставлять их длительное время включенными в сеть без присмотра, оставлять под напряжением электрические провода и кабели с неизолированными концами, пользоваться поврежденными розетками, ответвительными и соединительными коробками и т. п.

В гаражах РПБ, РЭП и подстанций могут быть установлены столько машин и механизмов, на которые рассчитан данный гараж. В гаражах не разрешается производить сварочные, малярные, термические и деревоотделочные работы, а также промывку деталей с использованием легковоспламеняющихся жидкостей. Все эти работы должны производиться в специальных мастерских. Не разрешается оставлять в гараже и на стоянках машины с открытой горловиной бензобака и при наличии течи горючего. Запрещается производить заправку машин где-либо, кроме заправочного пункта.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные условия безопасного производства работ на линиях?
2. Что такое наряд по технике безопасности?
3. Каков порядок наложения и снятия переносного заземления?
4. Перечислите требования пожарной безопасности.

глава IV

ХАРАКТЕРНЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЛИНИЙ, ИХ ВЫЯВЛЕНИЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

§ 25. Организация выявления повреждений

Целью периодических осмотров, ревизий и измерений на линиях является своевременное обнаружение возникающих неисправностей, с тем чтобы их развитие не привело к повреждениям и выходу линии из работы. С другой стороны, проведение осмотров, ревизии и измерений позволяет выявить объемы необходимых текущих и капитальных ремонтов ВЛ.

Периодические, или плановые осмотры линий производятся монтерами. Периодичность этих осмотров зависит от местных условий и устанавливается главным инженером предприятия электросетей. При этом они должны проводиться не реже одного раза в шесть месяцев. При осмотрах проверяется общее состояние линии и выявляются отдельные неисправности.

Не реже одного раза в год осмотры линии или выборочно отдельных ее участков должны производиться инженерно-техническим персоналом с целью проверки общего состояния линии лицами более высокой квалификации, уточнения объема ремонтных работ и одновременно для проверки работы монтеров, производящих периодические осмотры линии.

Во время осмотров обращают внимание на общее состояние трассы, частоту и высоту зарослей, наличие отдельных деревьев на краю трассы, угрожающих падением на провода. Монтер тщательно осматривает каждую опору линии и проверяет, нет ли отклонения опор и проседания грунта у оснований и фундаментов опор, степень затяжки гаек болтов, наличие коррозии металлических опор и металлических деталей железобетонных и деревянных опор, наличие, количество и ширину раскрытия трещин железобетонных

опор, отсутствие повреждений отдельных элементов опор, общее состояние арматуры и изоляторов (отсутствие перекосов и отклонений гирлянд и отдельных изоляторов, наличие перекрытий изоляторов), правильность положения гасителей вибрации и другой защитной арматуры, наличие на опорах необходимых надписей и плакатов. В пролетах проверяется, нет ли обрывов отдельных проволок проводов или тросов, признаков перегрева соединителей, различного вида набросов на проводах и тросах. Верхняя часть опор, гирлянды изоляторов и арматура должны осматриваться в бинокль, который должен иметь монтер при осмотре линии.

Однако не все дефекты могут быть выявлены в результате осмотра с земли. Поэтому на линиях 35 кВ и выше один раз в шесть лет проводится верховой осмотр проводов, тросов, гирлянд изоляторов на каждой опоре линии. При этом более тщательно проверяют состояние проводов, тросов, изоляторов, арматуры, деталей крепления проводов и тросов к опоре, наличие шплинтов и замков в арматуре. Во время верхового осмотра производят выборочную выемку проводов и тросов из поддерживающих зажимов и зажимов дистанционных распорок для выявления повреждений проводов плашками зажимов, от вибрации или воздействием электрической дуги при перекрытиях. Верховые осмотры проводят как на отключенных линиях, так и под напряжением. В последнем случае для выборочной выемки проводов из зажимов используются специальные изолирующие устройства. Верховые осмотры линий напряжением ниже 35 кВ проводят по мере необходимости.

Предусматривают также проведение один раз в шесть лет проверки состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс железобетонных опор, металлических подножников опор и анкеров оттяжек с целью определения необходимости повторной защиты их от коррозии. Для этого подножники и анкеры оттяжек выборочно вскрывают на участках, где ожидается наибольшая коррозия (сырые места, места с агрессивными водами и т. п.).

Кроме периодических осмотров на линиях проводят *внеочередные* осмотры при наступлении гололеда, во время ледохода и паводка, при лесных и степных пожарах, после автоматических отключений линии (аварийные осмотры). В местах интенсивного загрязнения изоляции проводов внеочередные осмотры при образовании сильных туманов и при морозящем дожде. В этом случае осмотры могут проводиться в темное время суток, когда лучше видны разряды

по загрязненной поверхности изоляторов, имеющие вид белых и желтых искр. Внеочередные осмотры проводятся также на участках, вблизи которых производятся работы посторонними организациями.

Осмотры трасс на участках производства работ посторонними организациями позволяют проверить соблюдение этими организациями всех требований по охране линий. Задачей монтера при таких осмотрах является также проведение инструктажа о необходимости соблюдения правил техники безопасности при работах вблизи действующих высоковольтных линий.

Аварийные осмотры проводят после отключений линий, даже если затем последовало успешное повторное включение. При этих осмотрах устанавливают причину отключений линий. В случае неуспешного повторного включения необходимо быстро определить место и характер повреждения, возможность включения линии без ремонта, установить объем ремонтных работ и количество необходимых материалов. Аварийные осмотры линий производятся в более короткие сроки, чем другие виды осмотра. При этом привлекается максимальное число монтеров и используется вся имеющаяся техника. Особое внимание обращается на те участки, где наиболее вероятно повреждение: места с пониженными габаритами, пересечения с дорогами, другими линиями и т. д. После грозových отключений обращается внимание на перекрытие изоляторов, оплавление проводов и арматуры. Вблизи населенных мест особое внимание обращается на провода: набросы оставляют на проводах следы оплавления, вызывают пережоги отдельных проволок, а иногда и всего провода. Результаты аварийных осмотров должны немедленно сообщаться соответствующему инженерно-техническому работнику или дежурному оперативному персоналу. Перед выездом линейной бригады на линию дежурный оперативный персонал определяет по специальным приборам предполагаемое место повреждения и сообщает об этом инженерно-техническому работнику, организующему аварийный осмотр.

Для более быстрой организации аварийных осмотров в предприятии электросетей заранее составляются схемы аварийных осмотров для каждой линии с учетом условий прохождения трассы, расположения ремонтных баз и ремонтно-эксплуатационных пунктов. В ряде случаев, когда трассы ВЛ труднопроходимы или линии находятся на большом расстоянии от РПБ и РЭП, для аварийных осмотров используют арендуемые для этих целей вертолеты и самолеты. Схе-

мы аварийных осмотров ежегодно должны пересматриваться и утверждаться главным инженером электросетей.

После получения результатов аварийного осмотра организуется устранение выявленного повреждения линии. Для этого бригада, которой поручается ликвидация повреждения, обеспечивается необходимыми материалами, подъемно-транспортными механизмами, а также материалами и оборудованием из аварийного резерва. В целях скорейшего восстановления повреждения организация аварийно-восстановительных работ должна начинаться одновременно с организацией аварийных осмотров. При этом подбирается состав бригады, приводятся в готовность механизмы, проверяется исправность средств связи.

Однако не все неисправности на линиях могут быть выявлены в результате осмотров и ревизий. Поэтому предусматривается периодическое проведение на линиях электропередачи ряда измерений:

электрической прочности подвесных фарфоровых изоляторов — в первый год эксплуатации и далее в зависимости от величины отбраковки изоляторов, но не реже одного раза в шесть лет. Измерения электрической прочности стеклянных и штыревых изоляторов не производятся, а их состояние определяется при осмотрах,

сопротивления болтовых соединений проводов — при вводе линии или в первый год эксплуатации и далее один раз в шесть лет. Измерений сопротивления сварных, пресуемых или монтируемых скручиванием соединений не требуется,

сопротивления заземления опор — после окончания строительства, переустройства или капитального ремонта заземлителей, при обнаружении на опорах линий 110 кВ и выше следов перекрытий или разрушений изоляторов от электрической дуги. В сетях 35 кВ и ниже у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов измерения сопротивления заземления производят не реже чем один раз в пять лет. Кроме того, измерения сопротивления заземления проводят у 2% металлических и железобетонных опор линий 35 кВ и ниже в населенной местности, на участках с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами не реже одного раза в 10 лет. Все измерения сопротивления заземления проводят в периоды наибольшего просыхания грунта,

сопротивления петли «фаза — нуль» на линиях 0,4 кВ и ни-

же — при приемке линий в эксплуатацию и в дальнейшем не реже одного раза в шесть лет, а также после подключения новых потребителей,

степени загнивания древесины — первый раз через три — шесть лет после ввода линии в эксплуатацию и далее не реже одного раза в три года, а также перед заменой загнивших деталей для проверки правильности отбраковки и допустимости подъема на опору.

Проверка трубчатых разрядников со снятием их с опор выполняется один раз в три года.

Кроме того, по мере необходимости по указанию руководства предприятий электрических сетей проверяются расстояния (габариты) от проводов до земли и до различных объектов на трассе ВЛ, тяжения в оттяжках опор, наклоны опор, состояние проволочных бандажей и болтовых соединений элементов опор. Проверка противопожарного состояния трассы в зоне возможных пожаров проводится не реже одного раза в год при осмотрах ВЛ.

§ 26. Допустимые отклонения элементов линий от нормального состояния

В период строительства линий, а также с течением времени под действием внешних нагрузок происходят отклонения отдельных элементов линии от нормального состояния. Для оценки допустимости таких отклонений существуют нормы и допуски отбраковки, которыми пользуются как в период строительства, так и при периодических осмотрах, измерениях, проверках и ревизиях линий, а также при приемке новых линий в эксплуатацию.

Опоры могут иметь отклонения от нормального положения не более приведенных в табл. 8.

Кривизна деталей деревянных опор и отклонение длины деталей от размеров по чертежу допускается не более 1 см на 1 м длины детали. Отклонение диаметров деталей деревянных опор от указанных в чертеже не должно быть более —1 см и +2 см, а для траверс — не более ± 2 см.

Врубки, затесы и отколы деталей деревянных опор допускаются на глубину не более 10% диаметра детали в данном сечении, а отклонения размеров их размещения на деталях опор — не более 5 мм.

Концы болтов в местах соединений деталей деревянных опор должны выступать над гайкой не более чем на 100 мм и не менее чем на 40 мм.

Т а б л и ц а 8. Допустимые отклонения положения опор

Виды допусков	Типы опор		
	деревянные	стальные	железобетонные
Смещение опор поперек линии (выход из створа):			
при длине пролетов до 200 м	0,1 м	0,1 м (0,2 м) *	0,1 м (0,2 м) *
при длине пролетов от 200 до 300 м	0,2 м	0,2 м (0,3 м) *	0,2 м (0,3 м) *
при длине пролетов более 300 м	—	0,3 м	—
Наклоны опор от вертикального положения вдоль или поперек линии (отношение величины отклонения верха опоры к ее высоте)	1:100	1:200	1:150 (1:100) *
Перекос траверс (отношение величины отклонения конца траверсы в вертикальной плоскости к ее длине)	1:50	1:100 (1:150) ** (1:250) ***	1:100
Разворот траверсы (отклонение конца траверсы в горизонтальной плоскости от нормального положения)	5°	0,1 м	0,1 м (0,05 м) *
Отклонение положения опор от проектного вдоль оси линии	±5 м	±5 м	±5 м

* Для опор portalного типа на оттяжках.

** Для опор portalного типа при длине траверсы до 15 м.

*** То же, при длине траверсы более 15 м.

Глубина пропитки антисептиком деревянных деталей опор должна быть не менее 85% толщины заболони.

Для отбраковки загнивших деталей деревянных опор составляют таблицы расчетных и минимально допустимых диаметров деталей для всех типов опор каждой линии. При этом минимально допустимые диаметры (см) принимаются не менее:

	Для линий напряжением 110 кВ и выше	Для линий напряжением 35 кВ и ниже
Для стоек и пасынков	16	12
Для траверс	14	10
Для других деталей	12	10

Для стоек железобетонных опор допускаются следующие отклонения (мм) от проектных размеров:

По длине стойки	± 25
По толщине стенки	± 5
Смещение закладных частей по вертикальным отметкам	не более ± 10

Кривизна железобетонных стоек опор (отношение стрелы прогиба к длине) — не более 1 : 500.

Трещины в железобетонных опорах и пасынках с ненапряженной арматурой допускаются шириной не более 0,3 мм в количестве, не превышающем 1 шт. в одном сечении, а в стойках с напряженной проволочной и прядевой арматурой шириной не более 0,05 мм.

Размеры раковин и выбоины в железобетонных деталях допускаются не более 10 мм по длине, ширине и глубине — не более 2 шт. на 1 м длины детали.

Тяжение в тросовых оттяжках не должно отличаться от проектного более чем на 10 кН.

На металлических опорах прогибы поясов в пределах панели и элементов решетки допускаются в пределах 2—5 мм в зависимости от их длины. Прогибы стоек и подкосов допускаются до 1/750 длины, но не более чем на 20 мм. Прогиб траверсы (отношение стрелы прогиба к длине траверсы) допускается не более 1 : 300.

Уменьшение сечения расчетных стальных элементов опор в результате коррозии за время эксплуатации допускается не более 20% площади элемента в данном сечении.

При установке фундаментов под свободностоящие опоры разность вертикальных отметок подножников и свай не должна превышать 20 мм, а отклонение расстояний по горизонтали между осями отдельных подножников и свай от проектных — ± 20 мм. Для опор на оттяжках отклонение расстояний между осями анкерных плит и подножников в плане от проектных не должно превышать ± 50 мм.

Провода и тросы при частичном обрыве или повреждении проволок могут быть отремонтированы путем наложения бандажей или ремонтных муфт в случаях, если оборвано не более 17% проволок алюминиевого и медного проводов или грозозащитного троса, а для сталеалюминиевого провода — не более 34% проволок алюминиевой части провода.

Стрела провеса провода или троса не должна отличаться от проектной более чем на +5%. Разрегулировка различ-

ных фаз проводов по отношению друг к другу не должна превышать 10% от стрелы провеса при условии соблюдения расстояний до земли или пересекаемых объектов.

Разрегулировка проводов в расщепленной фазе не должна превышать 10—20% расстояния между отдельными проводами, а угол разворота проводов в фазе — 10°.

Стальные грозозащитные тросы и провода подлежат замене, если их прочность по результатам испытаний окажется менее 70% гарантированной прочности нового провода (троса) или менее 130% наибольшего расчетного тяжения провода (троса) на данной линии.

Изоляторы бракуются и подлежат замене при наличии радиальных трещин, боя фарфора (больше 25% ширины тарелки изолятора) или стекла, оплавления глазури, стойкого загрязнения всей поверхности, а также при выявлении «нулевых» и неполноценных изоляторов при измерениях.

Отклонения (мм) поддерживающих гирлянд изоляторов от вертикали вдоль линии должны быть, не более:

Для ВЛ 35 кВ	50
» » 110 кВ	100
» » 150 кВ	150
» » 220 кВ и выше	200

Допускается установка штыревых изоляторов с наклоном к вертикали до 45° для крепления обводного провода.

Соединительные зажимы и детали линейной арматуры считаются дефектными и подлежат замене, если:

- внешний вид и размеры их не соответствуют чертежу;
- падение напряжения на контактом зажиме более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения на участке целого провода той же длины для вновь смонтированных зажимов и более чем в два раза — в период эксплуатации;

кривизна смонтированных опрессованных зажимов превышает 3% длины смонтированного зажима;

в темноте наблюдается изменение цвета от нагревания.

Суммарное число соединительных зажимов и ремонтных муфт на одном проводе в одном пролете на новых линиях не должно превышать трех (в том числе должно быть не более двух соединительных зажимов).

§ 27. Наклоны опор и дефекты крепления опор к фундаментам

Всякое отклонение опоры от нормального положения приводит к ухудшению условий ее работы. Нагрузки на опору (масса проводов, тросов, изоляции, арматуры, дета-

лей самой опоры) при наклоне создают дополнительные изгибающие моменты и снижают несущую способность опоры. Поэтому при увеличении внешних нагрузок на отклоненные от нормального положения опоры может произойти повреждение опор, хотя внешние нагрузки не достигают расчетных.

Кроме того, наклоны опор приводят к приближению проводов к элементам опор, что может привести к недопустимому уменьшению изоляционных промежутков, и перекрытиям с проводов на опору.

Все линии электропередачи рассчитывают на определенные расчетные нагрузки. Но в условиях эксплуатации могут возникнуть и более тяжелые условия (более сильные ветры, гололеды с большей толщиной стенки или сочетания гололеда с сильным ветром), что может привести к повреждениям и наклонам опор.

Повреждения и наклоны опор могут быть вызваны оползнями, ледоходами и снежными лавинами. В этих случаях большое значение имеет своевременная защита опор, например установка ледорезов, защитных стенок и т. п.

Значительная часть повреждений опор возникает в результате наезда на них транспорта и других механических воздействий, поэтому опоры, установленные вблизи дороги, защищают специальными отбойными тумбами.

Одной из основных причин, вызывающих наклоны опор, является плохое закрепление опор в грунте, особенно сказывающееся в первые годы после установки. Под воздействием переменных ветровых нагрузок происходит расшатывание слабо закрепленной в грунте опоры. Вокруг основания образуются щели (пазухи), которые со временем увеличиваются, вследствие чего наклон опоры может достигнуть нескольких метров на уровне верха опоры. Такие наклоны наиболее характерны для одностоечных железобетонных и деревянных опор и могут вызвать поломку при нагрузках, значительно меньших, чем расчетные.

Если нижняя грань (подошва) фундамента опоры находится выше уровня промерзания пучинистых грунтов, увеличение объема грунта при замерзании влаги приводит к подъему (выпиранию) фундамента и вызывает наклон опоры. При установке опор в зимнее время и засыпке котлованов мерзлым грунтом весной (в результате оттаивания грунта) происходит уплотнение засыпки и вокруг основания или фундамента опоры грунт оседает, что также ведет к наклону опор.

Наклоны и перекосы деревянных опор с пасынками ча-

сто происходят вследствие ослабления проволочных бандажей. Ослабление бандажей может привести: к смещению вниз стойки опоры, что вызовет наклон траверсы и уменьшение расстояния между проводом и опорой, к наклону стойки вдоль оси линии, увеличению изгибающего момента на опору и появлению неравномерного тяжения по проводам.

Во избежание возникновения наклонов и перекосов опор необходимо своевременно производить подсыпку и трамбовку грунта возле оснований опор. Недопустимо отступление от запроектированного способа закрепления опоры в грунте при установке опоры или при замене отдельных ее деталей (отказ от ригелей при замене пасынков, установка фундаментов меньших размеров и т. п.). На линиях с деревянными опорами необходимо следить за состоянием бандажного крепления стойки с пасынком, производить своевременную выправку и подтяжку бандажей.

Под действием ветра и вибрации проводов металлические и железобетонные опоры могут вибрировать, что приводит к ослаблению крепления отдельных частей опор. Так может произойти отворачивание гаек на болтах, соединяющих отдельные секции или детали между собой.

Ослабление крепления деталей деревянных опор может быть следствием высыхания древесины в жаркое время года или в сильные морозы.

На состояние болтовых соединений опор большое влияние оказывает коррозия. Она может полностью уничтожить резьбу и привести к срыву гайки. Поэтому металлические части деревянных и железобетонных опор и особенно детали крепления гирлянд изоляторов должны быть надежно защищены от коррозии, что особенно важно в зонах химических уносов промышленных предприятий и вблизи морских побережий.

Защита болтовых соединений опор от коррозии осуществляется с помощью горячей оцинковки применяемых деталей или путем покрытия их атмосферостойкими антикоррозионными красками или смазками.

Для надежной работы опоры особенно важным является качество закрепления опоры на фундаменте. Металлические свободно стоящие опоры обычно крепятся к фундаментам с помощью анкерных болтов и гаек. Поэтому для них характерны все дефекты, свойственные болтовым соединениям деталей опор (см. § 30). Но некоторые дефекты наблюдаются только в узлах крепления опор к фундаментам. При установке фундаментов, особенно свайных и поднож-

ников, расположение анкерных болтов на фундаменте должно соответствовать расположению отверстий под эти болты в пятах опоры.

Для правильной установки фундаментов применяют специальные шаблоны. Установка без шаблонов приводит к несовпадению отверстий и болтов, к необходимости увеличения имеющихся отверстий или сверлению новых (подгонка болтов под отверстия путем изгиба их приводит к разрушению бетона подножников). Неправильное крепление опор к фундаментам может быть вызвано ошибками в глубине заложения разных подножников или свай, а также различной длиной свай и подножников.

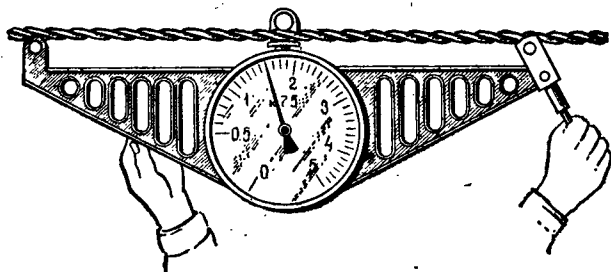


Рис. 53. Прибор для измерения тяжений в оттяжках

В этих случаях между пятой опоры и фундаментом образуется пространство, заполняемое металлическими прокладками, количество которых должно быть не более четырех при общей высоте не более 40 мм. Площадь прокладок должна обеспечивать опирание опоры на всю поверхность пяты. В качестве прокладок запрещается применять швеллеры, уголки и т. п. Для обеспечения нормальной работы анкерных болтов в монолитных фундаментах пространство под пятой (колодцы) должно быть залито цементным раствором. Недопустимой является приварка гаек к анкерным болтам (в случае разной резьбы на болте и гайке) или болтов без гаек к пятам опор, так как это приводит к нарушению прочности болтов.

Особо следует остановиться на креплении между собой и к фундаментам отдельных частей опор на оттяжках. Опоры с оттяжками представляют собой шарнирные конструкции, удерживаемые в рабочем положении только за счет натяжения оттяжек. Изгиб штыря под пятой стойки может

привести к смещению стойки с подножника и падению опоры.

Недопустимым является также несовпадение осей стойки и подножника, так как при этом подножник работает на изгиб, вследствие чего может произойти его поломка.

Большое значение имеет состояние крепления оттяжек к анкерным плитам. Выskalзывание оттяжки из зажима, вызванное дефектами монтажа и клинового зажима, крепящего оттяжку, может привести к падению опоры. Надежность крепления оттяжек в зажимах контролируется по величине тяжения в них, которая должна быть не меньше определенной величины, устанавливаемой в зависимости от типа опоры. Тяжение в оттяжках замеряется специальным прибором (рис. 53).

Дефекты крепления оттяжек к анкерной плите должны быть выявлены в процессе строительства и приемки линии в эксплуатацию.

§ 28. Повреждения деревянных опор

Деревянные опоры менее надежны, чем металлические и железобетонные. Большая часть (80—85%) негрозовых повреждений опор приходится на деревянные. Значительное количество повреждений опор происходит из-за загнивания деталей, дефектов монтажа, наличия в деталях опор глубоких врубок, приводящих к ослаблению некоторых деталей в опасных сечениях (в местах сопряжения стойки с пасынком, траверсы со стойкой), из-за крепления деталей опор штырями вместо болтов и установки болтов без шайб, вследствие чего происходит срыв деталей опор с болтов в местах креплений.

Аналогичные дефекты возникают и при ремонтах деревянных опор.

Загнивание деталей деревянных опор в основном определяет объем ремонтных работ на линиях с деревянными опорами. Интенсивность загнивания древесины прежде всего зависит от качества пропитки ее антисептическими составами. Загнивание древесины наиболее быстро развивается при влажности 30—60%. Такая влажность наблюдается в подземной части пасынков, торцах деталей опор, горизонтальных деталей и местах сопряжений деталей, где долго задерживается влага. Благоприятные условия для гниения создаются в деталях опор на уровне поверхности земли.

Части опор, постоянно находящиеся в воде, не подвержены гниению. Интенсивнее всего загнивание пасынков про-

исходит в песчаных и высушенных торфяных грунтах, создающих благоприятные условия для увлажнения заглубляемых в землю деталей опор. В плотных глинистых грунтах и в болотах доступ воздуха к подземной части опор ограничен и загнивание затруднено.

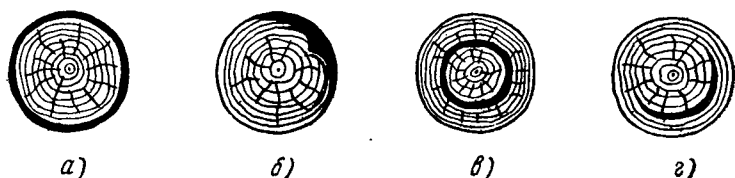


Рис. 54. Загнивание деталей деревянных опор:

а — наружное круговое загнивание, *б* — наружное одностороннее загнивание, *в* — внутреннее кольцевое загнивание, *г* — внутреннее одностороннее загнивание

Характер загнивания деталей деревянных опор зависит от места расположения детали и качества древесины. Не пропитанные или плохо пропитанные водорастворимыми антисептиками пасынки чаще всего имеют наружное круговое загнивание (рис. 54, *а*), которое начинается с поверхности слоев заболони и развивается внутрь сечения. Древесина, плохо пропитанная маслянистыми антисептиками, часто имеет внутреннее кольцевое или одностороннее загнивание (рис. 54, *в*, *г*). Наличие на древесине трещин, врубок, отверстий под болты может привести к наружному одностороннему загниванию (рис. 54, *б*), которое характерно также для траверс и других горизонтальных деталей опор.

Подверженность древесины гниению требует постоянного контроля за состоянием деревянных опор в процессе эксплуатации.

На линиях, проходящих в зонах с загрязненной атмосферой, при увлажнении изоляции возрастают токи утечки по поверхности изоляторов и древесине. Последняя является очень плохим проводником электричества, но вследствие большого сечения токи утечки не вызывают нагрева целиком деталей деревянных опор. В то же время сечение деревянной детали, проводящей электрический ток, в местах сочленения с другой деталью и в местах крепления гирлянд изоляторов резко сокращается вследствие перехода тока утечки с одного элемента на другой. При значительном токе утечки может произойти нагревание древесины в этих местах и загорание деревянной опоры (рис. 55, *а*).

Для предотвращения загорания при значительных загрязнениях изоляции в местах крепления изоляторов и со-

членения деталей опор между собой устанавливают специальные шунтирующие бандаж. Бандаж — это медная или алюминиевая проволока, охватывающая обе сопрягаемые детали и прибитая к ним гвоздями. Для увеличения охватываемой поверхности бандаж выполняется в виде змейки (рис. 56). Уменьшение токов утечки достигается подвеской грязестойких изоляторов на участках линий, проходящих в зонах загрязнения. Загорания опор от токов утечки возможны также и вне зоны загрязнения изоляции при появлении в гирляндах большого числа «нулевых» изоляторов, когда также возрастают токи утечки. В этих случаях загорание опор может быть предотвращено своевременным выявлением и заменой «нулевых» изоляторов.

При низовых пожарах на трассе, возникающих при оби-

жении

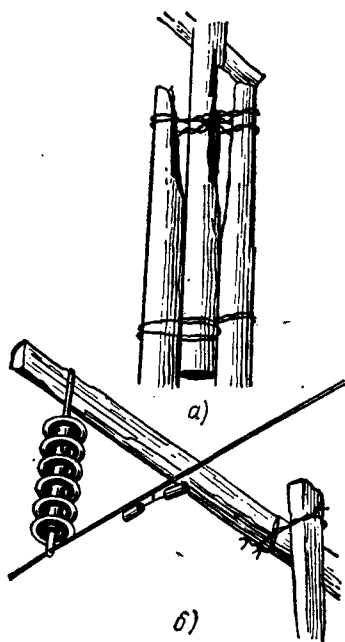


Рис. 55. Повреждения деревянной опоры:

а — возгорание от токов утечки, б — расщепление траверсы ударом молнии

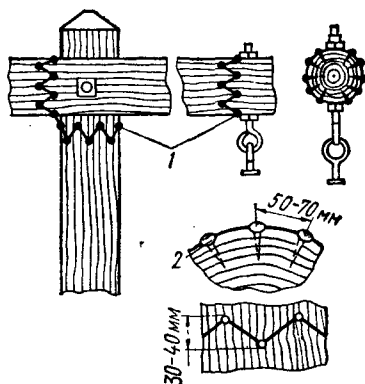


Рис. 56. Шунтирующий токовый бандаж:

1 — бандаж, 2 — гвозди 50—70 мм

ли вблизи опор сухой травы, а также на торфяниках, может произойти загорание опор. Для предотвращения повреждений опор при низовых пожарах производят либо периодическую перекопку площадок радиусом 2 м вокруг каждой стойки, либо обработку путем распыления специальных гербицидов с помощью ранцевых или перевозимых на автомобиле распылителей.

В тех случаях, когда подобные меры оказываются недостаточными, следует заменять деревянные пасынки опор железобетонными.

Загорание деревянных опор может произойти в результате касания провода, находящегося под напряжением, деталей опоры. Такие случаи возникают при грозových перекрытиях изоляции, разрушении изоляции или обрыве провода с падением его, перекрытиях с провода на опору, во время ветра, приближающего провод к стойке (если опора, например, имеет наклон поперек оси линии).

Нередки повреждения деревянных опор разрядами молнии (рис. 55, б). При этом происходит расщепление деталей одной или нескольких смежных опор. Такие повреждения чаще всего не снижают механической прочности опор. Однако в некоторых случаях они опасны: так, расщепление траверсы может привести к выпадению крюка, крепящего гирлянду изолятора к траверсе, и падению провода на землю. В результате расщепления траверсы или стойки может произойти опускание одного из концов траверсы. Однако случаи серьезных повреждений опор при разрядах молнии редки. Обычно расщепления имеют ширину нескольких сантиметров и глубину 1—2 см. Причиной расщепления деталей опор является возникновение высокого давления и температуры, образующихся при прохождении тока молнии по слоям древесины. В редких случаях прямые удары молнии вызывают загорание опор. На линиях с грозозащитными тросами расщеплений опор ударами молнии не наблюдается.

§ 29. Повреждения железобетонных опор

Повреждения железобетонных опор возникают либо из-за заводских дефектов, либо из-за дефектов, появившихся во время эксплуатации опор. Наиболее характерны следующие дефекты изготовления опор.

Малая толщина защитного слоя бетона. При центрифугировании или вибрировании бетона стальная арматура может сместиться к одной из сторон и толщина слоя бетона с этой стороны окажется недостаточной для защиты металла от коррозии. Проникающая внутрь бетона влага даже при незначительном выкрашивании бетона в местах с малой толщиной защитного слоя приводит к коррозии арматуры и уменьшению ее сечения.

Снижение прочности опоры. При отсутствии сварки стержней продольной арматуры происходит резкое снижение прочности опоры в этом сечении. При увеличении на-

грузок на опору возникает концентрация напряжений в этом сечении, что может вызвать поломку опоры. Также недопустимо совпадение в одном сечении контактных сварок нескольких стержней продольной арматуры, так как в результате некачественной сварки или отжига металла в месте сварки может произойти обрыв сваренных стержней при увеличении растягивающих усилий. Прочность опоры в этом сечении резко снизится и возникнет опасность поломки опоры.

Стыковые швы центрифугированных опор. Они появляются вследствие неплотного прилегания полуформ, в которых изготавливаются эти опоры. Бетон в месте стыкования форм после затвердевания получается пористым и легко выкрашивается. Большая ширина стыковых швов может привести к обнажению арматуры и даже к сквозным отверстиям.

Арматура железобетонных опор используется для отвода токов молний в землю. Поэтому очень важно, чтобы имелся электрический контакт между металлическими деталями опоры, деталями крепления проводов и тросов, арматурой железобетонной опоры и заземляющим устройством. При нарушении контактов ток молнии проходит через слой бетона и может вызвать его разрушение. Во избежание этого к металлическим траверсам и тросостойкам железобетонных опор приваривают специальные выводы арматуры. Если в конструкции такие контакты не предусмотрены, для отвода токов молнии используются специальные заземляющие спуски, к которым присоединяют грозозащитные тросы и заземлители.

При транспортировке железобетонных опор и в процессе их эксплуатации под действием различных механических нагрузок в бетоне опор могут появиться трещины. Степень опасности этих трещин зависит от типа опор. Раскрытие трещин у опор с ненапряженной арматурой допускается до величины 0,3 мм. Количество волосяных трещин не нормируется. Для опор с напряжением части арматуры раскрытие трещин до величины 0,05 мм допускается только при расчетных нагрузках. Появление трещин при транспортировке, установке и нагрузках, меньших расчетных, не допускается.

Развитие трещин в бетоне, наличие стыковых швов, коррозия арматуры, механические повреждения бетона приводят к появлению сколов бетона и его выкрашиванию. При небольших сколах, когда арматура не обнажается, они не представляют серьезной опасности для опоры, так как ее механическая прочность снижается незначительно. Выкра-

шивание бетона развивается под действием атмосферной влаги, переменной температуры, ветра. С течением времени выкрашивание ускоряется. При обнаружении пористого бетона или выкрашивания опоры следует ремонтировать.

Даже при качественном изготовлении железобетонных опор толщина защитного слоя бетона подземной части опор иногда оказывается недостаточной для защиты от коррозии арматуры опоры, например под действием агрессивных грунтовых вод, так как влага из грунта проникает в бетон на большую глубину. Для защиты опоры и арматуры подземную часть опоры до высоты около 0,6 м над землей покрывают гидроизоляционным слоем (обычно путем обмазки горячим битумом).

Перечисленные дефекты железобетонных опор обусловлены особенностями железобетона. Кроме того, для этих опор, как и для металлических, характерна коррозия металлических деталей. Так как траверсы железобетонных опор выполнены с минимальными запасами прочности, защита их от коррозии особенно важна. Наблюдались случаи повреждения траверс из-за коррозии. К падению проводов с траверсой может привести отсутствие контргайки на тяге траверсы, пережог деталей при сварке и т. п.

§ 30. Повреждения металлических опор и фундаментов

Наиболее характерным дефектом металлических опор, как уже говорилось, является их коррозия. Коррозия появляется под действием на металл воздуха и атмосферной влаги. Наличие в воздухе солей и кислот, характерное для атмосферы в зоне химических комбинатов, крупных промышленных предприятий и морских побережий, способствует усилению коррозии металла опор. В наибольшей степени корродируют горизонтально расположенные элементы конструкции, места стыков и сопряжения элементов, т. е. участки конструкции, в которых влага длительно задерживается и которые плохо обдуваются ветром. Развитие коррозии с течением времени может привести к уменьшению сечения металлических элементов конструкции, к снижению ее несущей способности и поломке опоры.

Повреждение металлических опор может быть вызвано некачественным соединением элементов конструкции — дефектами сварки, клепки или сборки на болтах, поэтому требуется тщательный контроль на заводах качества изготовления опор. В эксплуатации выявление этих дефектов под слоем антикоррозионного покрытия (краски, оцинковки) за-

труднено. Дефектами сварки, приводящими к отрыву отдельных элементов от конструкции (особенно при температуре воздуха ниже — 40°C), являются недостаточная высота сварных швов и непровары. В практике происходит отрыв уголков решетки от поясов опоры, проушин с гирляндами изоляторов от траверс опор и других элементов, испытывающих значительные нагрузки. К повреждениям опор приводят также пережоги металла при сварке. Пережог полки уголка значительно ослабляет его сечение и ухудшает условия работы пережженного элемента, в особенности на сжатие, снижая его устойчивость при продольном изгибе. Поскольку при сварке возможен пережог, не следует накладывать сварные швы поперек полки уголка более чем на половину ширины полки. Особенно опасны пережоги для поясов опор, постоянно испытывающих сжимающие усилия.

При изготовлении и в процессе эксплуатации металлических опор недопустимо появление прогибов отдельных уголков свыше 2—3 мм на длине уголка между двумя узлами конструкции. При появлении больших прогибов отдельных элементов эти элементы необходимо ремонтировать.

Болтовые соединения опор должны обеспечить плотное прилегание уголков друг к другу. На каждом болте должны быть гайка и упругая шайба или контргайка, предотвращающая самопроизвольное отворачивание гайки. Вместо контргайки или упругой шайбы иногда применяют раскернивание резьбы. При монтаже не допускается перекося болтов, так как он приводит к нарушению прочности болтового соединения.

Имеются случаи отвинчивания гаек и хищения болтов и раскосов в нижней части болтовых опор. Такие дефекты особенно опасны, так как могут вызвать разрушение опор при воздействии нагрузок от ветра или гололеда, существенно меньше расчетных, и требуют немедленного восстановления болтовых соединений и недостающих раскосов. В качестве мероприятий против отворачивания гаек следует рекомендовать более тщательное раскернивание резьбы, навинчивание гаек на болт, резьба которого покрывается масляной краской, или приваривание гаек точечной сваркой к болту. Последнее нежелательно для оцинкованных болтов, так как требует дополнительной защиты таких болтовых соединений от коррозии.

Падение или серьезное повреждение металлической опоры может вызвать дефект фундамента. Для фундаментов в виде металлических подножников характерны те же дефекты, что и для металлических опор. Но коррозия металличе-

ских подножников может происходить значительно быстрее, в особенности под действием агрессивных грунтовых вод или различных солей в почве. Для предохранения подножников от коррозии производится периодическое покрытие их лаками. При неудовлетворительном наблюдении и уходе имелись случаи почти полного разрушения металлических подножников коррозией.

Железобетонные подножники, сваи и монолитные фундаменты значительно меньше подвержены разрушающему действию грунтовых вод, так как их металлические части защищены слоем бетона. В тех случаях, когда толщина защитного слоя бетона недостаточна — менее 30 мм, поверхность фундамента покрывается гидроизоляционным слоем битума, чтобы предотвратить ржавление арматуры подножников и свай.

У бетонных фундаментов чаще повреждается их надземная часть. В результате ударов происходят сколы бетона. Появление трещин в надземной части фундамента приводит к попаданию в них влаги, расширению трещин при замерзании влаги и выкрашиванию бетона. Нарушение технологии изготовления монолитных фундаментов приводит к расслоению и отрыву верхней части фундаментов и падению опор. К откалыванию бетона приводит также попадание и замерзание влаги в открытых колодцах вокруг анкерных болтов. При появлении трещин и сколов бетона фундаменты ремонтируют.

Опасным дефектом анкерных плит являются трещины в металлических скобах для крепления оттяжек опор. Эти трещины вызваны нарушением технологии изготовления этих скоб на заводе. Разрывы скоб, имеющих трещины, приводят к падению опор. Выявление таких трещин является весьма сложным и в условиях эксплуатации практически неосуществимым.

§ 31. Повреждения проводов

С повреждениями проводов связано значительное количество аварий на линиях. Повреждения проводов, как правило, трудно выявить осмотром и в то же время развитие их может привести к обрыву провода и длительному выходу линии из работы.

Большинство повреждений проводов возникает из-за внешних причин: задевания различными высокогабаритными машинами (автокранами, трубоукладчиками, стогоматателями, экскаваторами и т. п.) при проезде их под проводами, набросов на провода, сопровождающихся пережогом

проводов электрической дугой, прострелов из огнестрельного оружия, падения деревьев, находящихся на краях трассы, и т. д. Нередки повреждения проводов в результате перекрытий и разрушений изоляторов или вследствие гололеда и сопровождающих его явлений: «пляски» проводов, подскоков при сбросе гололеда, перекрытий с провода на трос и т. д.

Особенностями работы проводов и тросов обусловлены повреждения их от вибрации и коррозии. Дефекты изготовления и монтажа проводов и тросов — повреждения или плохая сварка отдельных проволок провода, вспучивания или утоньшения провода, перекручивания провода при монтаже («барайки» на проводе) — со временем развиваются и вызывают обрывы проводов при повышении механических нагрузок, особенно в районах с большими гололедами.

Перечисленные выше повреждения можно разделить на следующие четыре группы: повреждения, обусловленные коррозией, действием электрической дуги, вибрацией и механические повреждения.

Коррозия проводов вызвана воздействием окружающей среды на провода и тросы. Она начинается с наружного повива и постепенно проникает внутрь провода. Наибольшей стойкостью против коррозии обладают медные провода. Алюминиевые и сталеалюминиевые провода чувствительны к воздействию различных щелочей. Стальной сердечник сталеалюминиевого провода практически закрыт от воздействия окружающей среды алюминиевыми повивами, а дополнительная оцинковка стальных проводок делает защиту сердечника более надежной.

Однако в случае неплотного прилегания наружных повивов провода к стальному сердечнику наблюдается проникновение влаги внутрь провода и происходит местное коррозионное разрушение внутренних повивов провода и стального сердечника. Это явление особенно интенсивно происходит в зонах промышленного загрязнения атмосферы и на морских побережьях. В этих зонах наблюдается также разрушение алюминиевых и сталеалюминиевых проводов от коррозии в местах крепления их в поддерживающих стальных зажимах.

В таких районах следует применять специальные коррозионностойкие алюминиевые и сталеалюминиевые провода, а в отдельных случаях — медные.

В наибольшей степени коррозии подвержены стальные провода и тросы. Нарушение оцинковки стального провода при монтаже или изготовлении создает местный очаг коррозии, быстро приводящий к полному поражению провода

в этом месте и потере им механической прочности. В зонах действия активных химических уносов даже хорошая оцинковка не предохраняет стальные провода от коррозии.

Коррозия проводов и тросов может быть обнаружена при осмотрах линий. При значительной коррозии для определения необходимости замены провода проводят лабораторные испытания вырезанных кусков провода или троса и определяют процент потери механической прочности в результате коррозии.

Электрическая дуга может привести к полному пережогу провода, отдельных проволок наружных повивов или оплавлению наружного повива провода (рис. 57, а). Характер повреждений зависит от тока дуги при коротком замыкании и длительности действия дуги, т. е. выдержки времени автоматического отключения линии после возникновения на ней короткого замыкания. Наиболее тяжелые последствия вызывает электрическая дуга на линиях с медными и алюминиевыми проводами, так как при перегорании нескольких проволок у этих проводов теряется большая, чем у сталеалюминиевых проводов, часть их механической прочности. Пережог провода характеризуется оплавлением концов проволок в месте обрыва, а иногда и свариванием проволок раз-

ных повивов между собой (рис. 57, б).

Такая же картина на-

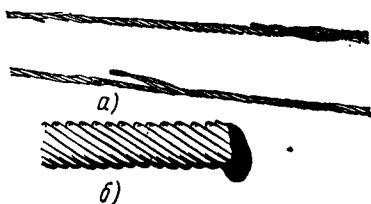


Рис. 57. Повреждение проводов электрической дугой:

а — повреждение наружного повива провода, б — пережог провода электрической дугой



Рис. 58. Обрыв провода вследствие увеличения тяжения

блюдается при пережоге отдельных проволок наружных повивов. Оплавления и ожоги провода электрической дугой по сравнению с остальной поверхностью провода имеют вид светлых пятен. В местах оплавлений и ожогов провод становится шероховатым, могут наблюдаться потеки металла. При незначительных ожогах места повреждений постепенно темнеют и отличить их от остальной поверхности становится трудно. Но под действием высокой температуры дуги происходит изменение структуры обожженных проволок, они становятся хрупкими, и с течением времени может произойти их обрыв. Если обрыв про-

вода после погасания дуги и пережога нескольких проволок произошел под действием тяжения по проводу, неперегоревшие проволоки имеют характерные «шейки» — уменьшение диаметра проволоки в месте обрыва вследствие вытяжки (рис. 58). При длительном горении дуга под действием ветра или электродинамических сил может перемещаться вдоль провода, в этом случае оплавление, ожоги и перегорание отдельных проволок могут наблюдаться на значительной длине.

Обрыв нескольких проволок сталеалюминиевых проводов крупного сечения и медных или алюминиевых проводов с числом проволок 19 и более незначительно снижает прочность провода. Однако при ветре оборванные проволоки разматываются, что может привести к перекрытиям с них на другие фазы или на землю. Поэтому ремонт провода (установка бандажей, ремонтных муфт и т. д.) должен производиться при обрыве даже одной проволоки провода.

Вибрация представляет серьезную опасность для провода. Повреждения проводов от вибрации, как правило, можно выявить только в результате верховой ревизии с выемкой провода из поддерживающих зажимов. Повреждения проводов происходят чаще всего в поддерживающем зажиме или в непосредственной близости от него и оказываются закрытыми лентой, наматываемой на провод в поддерживающем зажиме. При появлении на участке линии повреждений проводов от вибрации необходимо проверить ее интенсивность специальными приборами (вибрографами) и установить гасители вибрации. Вибрографы устанавливают вблизи поддерживающих зажимов.

В практике строительства имели место случаи повреждения от вибрации при нарушении технологии монтажа проводов и тросов, особенно из алюминиевых сплавов. Такие повреждения происходят, если после раскатки и визирования провода или тросы длительное время (более 7 дней) остаются в раскаточных роликах до перекладки их в поддерживающие зажимы без установки гасителей вибрации.

Наблюдаются также случаи обрыва отдельных проволок проводов и тросов на выходе из соединителей и натяжных зажимов при неправильном обжатии прессуемых зажимов и других нарушениях технологии монтажа. Для предотвращения подобных случаев необходим тщательный технический надзор со стороны эксплуатационного персонала во время монтажа новых линий.

Механические повреждения проводов могут возникнуть вследствие неправильной конструкции линейной арматуры,

прострелов из огнестрельного оружия и дефектов монтажа. Значительное увеличение гололедных нагрузок или задевание проводов высокогабаритными машинами может вызвать обрыв провода без оплавлений дугой. В этих случаях отдельные проволоки имеют «шейки» в месте обрыва. При задевании провода машинами на нем могут остаться глубокие вмятины, царапины, место обрыва проволок может иметь вид среза. Такой же характер носит обрыв провода при неправильном закреплении его в зажимах.

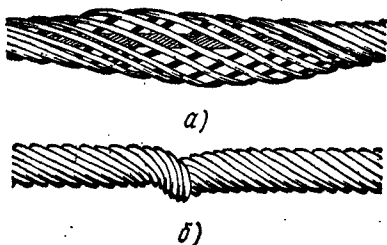


Рис. 59. Местные дефекты провода:

а — вспучивание («фонарь»), б — пере-
кручивание («барака»)

Появление на проводе вспучиваний — «фонарей» и перекручиваний — «баранок» (рис. 59) может вызвать обрыв проводов вследствие неправильного распределения напряжений между отдельными проволоками. Механические повреждения проводов расщепленных фаз могут происходить при неправильной установке дистанционных распорок в результате соударений проводов между собой или с распорками. На проводах при этом появляются вмятины, царапины и т. п.

Провода могут повреждаться под действием значительных (нерасчетных) гололедных нагрузок. При этом происходит либо вытягивание, либо обрыв проводов.

При наличии на проводах гололеда незначительные повреждения провода оказываются скрытыми под слоем отложений и их очень трудно обнаружить. Поэтому при внеочередных осмотрах линий после опадания гололеда необходимо обращать внимание на состояние проводов, тросов и других элементов линий.

В некоторых случаях набросы не приводят к отключению линии. Это происходит, если наброс произведен непроводящим материалом — сухая веревка и т. п., или короткими отрезками проводников — проволока, фольга. Но и такие набросы представляют опасность: под действием атмосферной влаги непроводящий материал намокает и может быть перекрыт дугой. Поэтому все замеченные набросы следует удалять. Набросы снимают с помощью изолирующей штанги. Следует отметить, что набросы на провода, устраиваемые населением, особенно детьми, нередко приводят к несчастным случаям.

§ 32. Повреждения изоляторов и арматуры

Повреждения изоляторов бывают электрическими и механическими. К электрическим повреждениям изоляторов относятся перекрытия электрической дугой и пробой изоляторов.

Наибольшее напряжение, которое изолятор выдерживает без перекрытия в сухом воздухе, называется сухоразрядным. Мокроразрядное напряжение изолятора — наибольшее напряжение, которое он выдерживает без перекрытия под потоком дождя определенной интенсивности.

Влагоразрядным напряжением называется напряжение перекрытия изолятора или гирлянды изоляторов (чистых или загрязненных) при воздействии переменного напряжения в период увлажнения поверхности изоляторов (туманом, росой, морозящим дождем, мокрым снегом). Перекрытие изолятора происходит по поверхности или вдоль поверхности по воздуху.

Напряжение, приходящееся на каждый изолятор в гирлянде, в несколько раз меньше сухоразрядного и примерно в 1,2—1,5 раза ниже влагоразрядного. Поэтому в нормальных условиях перекрытие изоляторов не происходит. Однако на линиях могут возникать напряжения, значительно

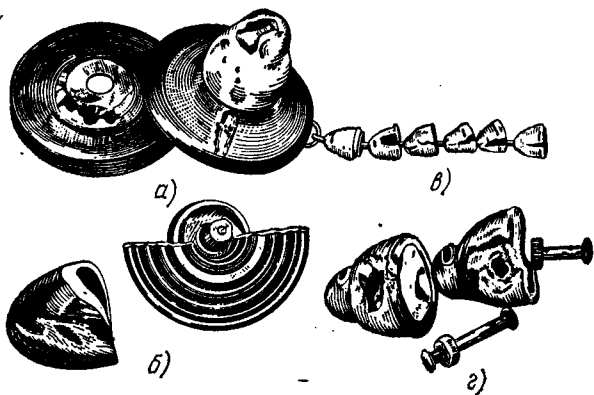


Рис. 60. Повреждения изоляторов:

а — ожоги глазури и оплавление металлических деталей, *б* — разрушение фарфора, *в* — разрыв шапки, *г* — прогорание шапки.

превышающие рабочее (например, при ударе молнии), приводящие к перекрытию изоляторов электрической дугой.

Из-за высокой температуры дуги происходят ожоги гла-

зури, оплавления металлических частей изоляторов, а иногда и разрушения фарфора изоляторов (рис. 60, а, б). Небольшие ожоги глазури изоляторов существенно не влияют на электрические характеристики изоляторов и последние можно оставлять в работе. Изоляторы со значительными ожогами глазури подлежат замене. Изоляторы с оплавлениями шапки или пестика также следует заменять. При разрушении тарелок ухудшаются разрядные характеристики фарфоровых изоляторов, а напряжение перекрытия изоляторов из закаленного стекла снижается до нуля. Поэтому изоляторы с разрушенным фарфором или стеклом подлежат замене.

Сухое загрязнение изолирующей детали изолятора обычно незначительно снижает его разрядные характеристики. Однако при увлажнении поверхности может образоваться хорошо проводящий слой. Если проводимость этого слоя окажется достаточно высокой, то может произойти частичное или полное перекрытие гирлянды под воздействием рабочего напряжения. Наиболее опасно неравномерное загрязнение и увлажнение отдельных изоляторов в гирлянде. В этом случае происходит перераспределение напряжения по гирлянде, которое может ускорить перекрытие.

Сильные дожди могут смыть загрязнение с поверхности изолятора, если это загрязнение образовано веществами, хорошо растворимыми в воде. В то же время морось, туман, роса не в состоянии смыть слой загрязнения, вызывают неравномерное увлажнение поверхности и перекрытия загрязненных изоляторов в этих условиях наиболее вероятны.

Интенсивное загрязнение поверхности изоляторов происходит главным образом в зонах, прилегающих к промышленным предприятиям (цементные заводы, химические комбинаты, тепловые электростанции, металлургические комбинаты и т. п.), в районах прохождения линий вблизи морских побережий и в степных солончаковых районах.

Основным мероприятием, предотвращающим перекрытие загрязненной и увлажненной изоляции, является выбор соответствующего типа и количества изоляторов в гирлянде, исключающих перекрытие увлажненных и загрязненных изоляторов. Однако в случаях особо интенсивного загрязнения изоляторов и некоторых других случаях этого может оказаться недостаточно. Тогда могут быть применены специальные гидрофобные смазки, которые наносят на чистую поверхность изоляторов. Гидрофобные смазки препятствуют увлажнению загрязнений поверхности и образованию

проводящего слоя на поверхности изолятора. Смазку периодически обновляют.

Может также проводиться периодическая чистка или обмыв загрязненных изоляторов.

Обычным средством очистки изоляторов от загрязнения в настоящее время остается протирка их вручную ветошью, тряпками и т. п. Такой способ очистки помимо его большой трудоемкости требует отключения линии. Для облегчения удаления загрязнений с поверхности изоляторов ветошь или тряпки смачивают для удаления цементной пыли слабой соляной кислотой, для удаления смолистых и жирных загрязнений бензином, а также водой с присадкой моющих средств или паст, используемых в быту.

Не следует применять для очистки изоляторов пасты и моющие средства, в состав которых входят пемза, песок и т. п., которые могут повредить поверхность изоляторов.

После очистки изоляторов электропроводными составами необходимо тщательно удалить остатки их водой и протереть поверхность изоляторов чистой ветошью.

Для облегчения процесса очистки изоляторов их покрывают слоем воска, парафина, вазелина, раствором церезина в бензине, толуоле и других растворителях.

Для предотвращения возникновения корки цемента чистую поверхность изолятора протирают тряпкой, смоченной в трансформаторном масле.

Обмывка изоляторов струей воды из брандспойта применяется в редких случаях. Сама по себе обмывка изоляторов водой — полезное дело, так как, несмотря на то, что вода не растворяет большинства отложений, все же она вымывает растворимые соли. Но обмыв изоляторов струей воды под напряжением связан с повышенной опасностью, а поэтому работа должна вестись с соблюдением всех требований правил техники безопасности по специальной инструкции.

В процессе эксплуатации происходит старение изоляторов. Пористость фарфора, появление микротрещин под шапкой изолятора приводит к частичным разрядам по этим участкам, в результате чего образуется проводящий канал под шапкой изолятора (или по ее краям), изолятор «пробивается». Скорость снижения электрических характеристик изоляторов зависит от многих факторов, и срок службы разных изоляторов одного и того же типа, эксплуатируемых в одинаковых условиях, оказывается разным.

Большую роль играет качество изолирующего материала (фарфора, стекла), тщательность сборки изоляторов, условия работы изолятора на линии, механические нагрузки на

него, действующее напряжение и т. д. Дефекты изготовления изоляторов — неправильная посадка шапки без зазоров, отсутствие амортизирующих прокладок, косая заделка пестика могут значительно сократить срок их службы. К пробой изоляторов может привести также неправильная транспортировка и монтаж изоляторов. Удары по пестику и установка изоляторов с погнутыми пестиками недопустимы, так как это приводит к образованию трещин внутри изолятора.

Транспортировка навалом, небрежная погрузка и выгрузка могут привести к тому, что некоторые изоляторы окажутся «нулевыми» еще до установки на линии. Срок службы изоляторов в зависимости от их качества колеблется от нескольких лет до нескольких десятков лет. Старение и пробой фарфоровых изоляторов не могут быть обнаружены осмотром и для выявления дефектных изоляторов периодически производят их измерение.

Наличие большого количества дефектных изоляторов в одной гирлянде может привести к перекрытию ее рабочим напряжением, особенно в сырую погоду, когда поверхность изоляторов увлажняется. Под действием высокой температуры электрической дуги и высокого давления внутри проводящего канала происходит разрушение фарфора изолятора, нередко сопровождающееся разрывом шапки «нулевого» изолятора и падением провода на землю. В некоторых случаях разрыва шапки не происходит, но в самой шапке выгорают отверстия (рис. 60, в, г).

Механические повреждения изоляторов на линии происходят обычно вследствие ударов по изоляторам палками, камнями, в результате прострелов и т. п. Нередко плохое качество заделки пестиков приводит к выползанию их из головки изолятора. Косая заделка пестиков может вызвать их поломку. Скрытые дефекты шапки или пестика (трещины, раковины), которые трудно или невозможно установить при осмотре изоляторов, также могут привести к поломке этих деталей. Изгибы пестиков при монтаже, сборка гирлянд с перекосами, неполное вхождение пестика в гнездо шапки следующего изолятора могут привести к поломке деталей изоляторов, расцеплению гирлянды. Иногда расцепление гирлянд происходит из-за отсутствия или плохого качества шплинтов (замков) изоляторов.

Незначительные сколы краев тарелок изоляторов серьезной опасности не представляют. Изоляторы со сколом фарфора более половины ширины тарелки и с повреждением металлических деталей, а также с радиальными трещинами

фарфора могут явиться причиной аварии и подлежат замене.

Как показал опыт эксплуатации ВЛ 6—10 кВ на железобетонных опорах, основной причиной повреждений штыревых изоляторов являлось несовершенство конструкции этих изоляторов, а также низкое качество их изготовления, неправильная транспортировка и дефекты монтажа. Количество аварийных отключений на ВЛ 10 кВ достигало 50—60 на 100 км ВЛ в год, а количество повреждений штыревых изоляторов составляло в среднем 1% от числа установленных на железобетонных опорах. Анализ повреждений изоляторов выявил, что более $\frac{1}{3}$ всех поврежденных изоляторов составляли старые изоляторы ШЖБ10, которые были сняты с производства.

Основной вид повреждения этих изоляторов — пробой изолятора в шейке, происходящий из-за того, что фактическое отношение пробивного напряжения к сухоразрядному для этих изоляторов составляло всего 1,0—1,1.

Особенно неблагоприятно дело обстоит в районах с загрязненной атмосферой, где происходили неоднократные перекрытия изоляторов ШС10 и ШЖБ10 на железобетонных опорах. При этом из-за длительного прохождения тока однофазного замыкания на землю в фарфоре возникают микротрещины и пробой изоляторов. В случае, когда ток замыкания на землю оказывается больше 10 А и проходит через железобетонную опору в течение нескольких часов, возникает большая опасность поражения людей, а также разрушения опоры. При протекании тока замыкания на землю со штыря и траверсы на арматуру стойки и с арматуры подземной части опоры в землю происходит разрушение железобетона в самых ответственных частях опоры.

Во избежание повреждений изоляторов на ВЛ 6—10 кВ с железобетонными опорами рекомендуется в районах с загрязненной атмосферой на ВЛ 6—10 кВ применять штыревые изоляторы на напряжение 20 кВ (ШФ20), а также проводить мероприятия для снижения токов замыкания на землю. Рекомендуется все штыревые фарфоровые изоляторы перед их установкой на ВЛ 6—10 кВ проверять напряжением 40—50 кВ промышленной частоты.

При осмотрах ВЛ 6—10 кВ на железобетонных опорах после однофазных замыканий на землю надо тщательно проверять состояние бетона на тех опорах, где были обнаружены пробитые изоляторы (включая подземную часть опоры на глубину до 0,6 м).

Для повышения надежности работы штыревых изолято-

ров монтаж их следует вести с применением монтажных эластичных колпачков, одеваемых на штыри или крюки.

Дефекты арматуры вызывают относительно небольшое число (6—8%) повреждений на линиях 35 кВ и выше. Причиной их являются трещины и раковины в металле, неправильная установка арматуры — отсутствие шайб, шплинтов, несоответствие арматуры проекту (рис. 61).

Установка арматуры с плохим качеством оцинковки или неоцинкованной приводит к ее коррозии и ухудшает условия работы. Это особенно опасно в зонах с загрязнением атмосферы, где процесс коррозии идет наиболее интенсивно.

В районах с частыми ветрами наблюдаются случаи, когда детали арматуры (осей, болтов, проушин) в местах сопряжения друг с другом подвержены сильному истиранию, что приводит к недопустимому снижению их прочности. В последние годы подобные повреждения были выявлены на линиях 750 кВ и при монтаже линий 1150 кВ, где имели место случаи повреждения дистанционных многолучевых распорок для 5—8 проводов в фазе. Причинами повреждения распорок были колебания проводов расщепленных фаз между многолучевыми распорками (субколебания) при ветре поперек линии.

Повреждения арматуры особенно характерны для линий, подверженных «пляске» проводов. Для предотвращения повреждений арматуры ее состояние тщательно проверяют при верховых осмотрах.

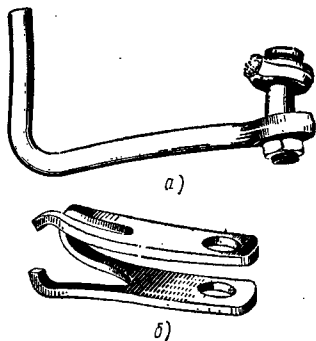


Рис. 61. Повреждения линейной арматуры:

а — разрыв скобы, б — разрыв двойной скобы

§ 33. Повреждения трубчатых разрядников

Каждый разрядник может несколько раз гасить электрическую дугу, сила тока которой не превышает максимально допустимую для этого типа разрядника. Но после многократной работы толщина стенок трубки разрядника уменьшается и это может привести к прогоранию отверстий в труб-

ке или ее разрыву (рис. 62). Поэтому многократно работавшие разрядники по окончании грозового сезона снимают для ревизии. Ревизия всех остальных разрядников со снятием с опор производится не реже одного раза в три года.

При ревизии и установке разрядников особое внимание уделяется состоянию поверхности трубки, отсыревание которой, особенно при одновременном загрязнении, нередко приводит к перекрытию разрядника по поверхности и его повреждению. Трещины и вмятины на трубке разрядника также могут вызвать его разрушение во время работы.



Рис. 62. Повреждение трубчатого разрядника

Наиболее часто трубчатые разрядники разрушаются при засорении внутреннего канала дугогасительной трубки. Засорение внутренней части разрядника происходит вследствие попадания внутрь через открытый конец фибровой трубки насекомых, листьев, хвои и пыли. Для предотвра-

щения подобных случаев рекомендуется открытый конец трубчатых разрядников завязывать марлей или применять специальные блинкеры, закрывающие внутренний канал трубки. Уменьшение диаметра канала может произойти и вследствие расслоения и деформации фибры.

В процессе эксплуатации возможно нарушение расстоя-

ний между электродами внутреннего или внешнего искровых промежутков разрядника в результате отклонения концов электродов под действием электродинамических усилий при электрической дуге или в результате внешних механических воздействий на электроды, что приводит к неправильной работе разрядников. Внешние искровые промежутки проверяют при осмотрах линий, внутренние — при снятии и ревизии разрядников.

Состояние внутренних искровых промежутков и диаметра дугогасящего канала проверяют специальными щу-

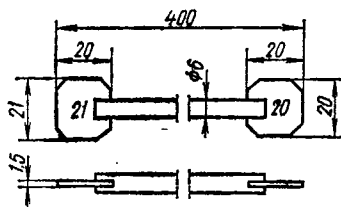


Рис. 63. Щуп для замера внутреннего диаметра дугогасящего канала

пами или приспособлениями. Диаметр щупа должен быть на 1,5—2 мм меньше диаметра дугогасящего канала. Простейшее приспособление для проверки внутренних диаметров разрядника приведено на рис. 63.

Внешние искровые промежутки рекомендуется проверять путем непосредственного измерения на отключенных линиях.

При работе трубчатых разрядников выхлоп газов происходит с большой скоростью, это требует надежного закрепления разрядников на опоре. Плохо закрепленные разрядники могут сорваться с опоры при работе, слабое закрепление разрядников приводит также к изменению внешнего искрового промежутка при работе разрядника.

При осмотре трубчатых разрядников проверяют исправность их заземления, так как повреждение заземления приводит к отказам в работе разрядника и повреждению изоляции на линии.

§ 34. Осмотры трассы и мероприятия по охране линий

Для бесперебойной работы линий большое значение имеет состояние трассы. Выросшие под линией или упавшие на провода деревья, а также работающие вблизи линии или проезжающие под ней высокогабаритные машины, возгорание материалов, находящихся на трассе в непосредственной близости от линии, могут явиться причинами повреждения линии. Для предотвращения подобных повреждений проводятся осмотры трассы и ведется систематическая работа по охране линий.

Во время осмотров трасс, проходящих по лесным массивам, следует обращать внимание на высоту зарослей, увеличение которой более 4 м может привести к перекрытию с провода на ветви деревьев, отдельные подгнившие или подгоревшие деревья, деревья, поврежденные в результате грозных разрядов или ураганных ветров, угрожающие падением на провода, и т. п. При осмотрах трассы обращают внимание и на наличие растительности около деревянных опор, которая после высыхания может привести к низовому пожару.

Земельная площадь, занимаемая трассой линии, не отчуждается, за исключением площадки, занимаемой опорой. Поэтому трасса ВЛ используется под сельскохозяйственные угодья, посадку фруктовых деревьев и кустарников.

При осмотрах таких трасс следят за тем, чтобы не производилась вспашка земли в непосредственной близости от опор, так как это может привести к повреждению самой опоры или контуров заземления опоры.

Устройство под проводами складов дров, штабелей торфа, строительных материалов, оставление под проводами стогов сена или соломы может привести к повреждению линии при загорании этих материалов и затрудняет ремонтные работы на линии.

В пределах охранной зоны не должны устраиваться полевые станы, стоянки скота, базы. Производство сельскохозяйственными машинами работ в охранной зоне допускается при их высоте, не превышающей 4,5 м.

Не допускаются устройство дорог под проводами без согласования с эксплуатирующей линию организацией, строительство в охранной зоне линий связи и электропередачи, прокладка подземных коммуникаций, возведение инженерных сооружений, производство подрывных, строительных, земляных и т. п. работ. Заинтересованные организации должны получить разрешение на производство указанных работ в электросети, эксплуатирующей линию, и обязаны выполнять требования по охране линий. Монтеры, производящие осмотр трассы, должны хорошо знать ее, с тем чтобы не пропустить ни одного вновь появившегося сооружения на трассе. Кроме того, монтер, производящий осмотр трассы, должен немедленно принять все меры для устранения выявленных нарушений.

При осмотрах трасс в населенной местности необходимо следить за тем, чтобы не велось строительство каких-либо сооружений на недопустимом расстоянии от линии, эти работы должны вестись таким образом, чтобы было исключено приближение механизмов к проводам. Например, при работе башенных кранов их нужно располагать так, чтобы при повороте стрелы было исключено задевание проводов трассами или грузом.

Особое внимание при осмотрах следует уделять пересечениям линии с различными дорогами, судоходными реками, подъездными железнодорожными путями промышленных предприятий. На всех указанных пересечениях должно быть проверено наличие соответствующих предупредительных знаков и защитных сооружений, их состояние и исправность.

Все замеченные неисправности как на элементах линии, так и на трассе должны быть записаны в листок осмотра, который составляется по следующей форме:

РЭУ, ПЭО _____
(наименование)
Предприятие _____
(наименование)
Район, участок _____
(наименование)

Листок осмотра

ВЛ _____ кВ _____
(наименование)

Вид осмотра _____

Номер опоры, пролета	Замечание неисправности
----------------------	-------------------------

Осмотр произведен от опоры № _____ до опоры № _____

« _____ » _____ 19 _____ г. _____

Ф. и. о. (подпись)

Листок осмотра принял _____ « _____ » _____ 19 _____ г.
(подпись)

В обеспечении надежной работы линий и предотвращении повреждений их населением и организациями большую роль играют различные мероприятия по охране линий. Серьезное внимание должно быть уделено разъяснительной работе с жителями близлежащих населенных пунктов, работниками лесхозов, механизаторами колхозов и совхозов, рабочими организаций, ведущих работы в районе прохождения действующих линий.

Особое внимание нужно уделить разъяснительной работе среди механизаторов строительных и монтажных организаций и школьников, так как большинство набросов на провода делаются именно ими. Разъяснительную работу следует вести путем проведения бесед, распространения красочных плакатов по охране линий, распространения «Правил охраны электрических сетей» и специальных извещений по охране линий.

Пропаганда охраны линий может вестись через периодическую печать и по радио.

При нарушениях «Правил охраны электрических сетей»

работники эксплуатирующей организации должны принимать немедленно меры к их устранению. В этом им обязаны помогать работники местных органов Советской власти и милиции.

Персоналу, обслуживающему линию электропередачи и производящему осмотр ВЛ, представляется право беспрепятственного доступа к объектам ВЛ для их ремонта и технического обслуживания. Если трасса ВЛ расположена на территории закрытой зоны, то соответствующие организации должны выдавать работникам, обслуживающим ВЛ, пропуск для проведения осмотров и работ на ВЛ в любое время суток.

Большое значение имеет своевременность выявления неполадок на трассе линий. Иногда плановые осмотры (особенно линий в населенной местности) в условиях интенсивного строительства должны проводиться чаще одного раза в шесть месяцев. Периодичность осмотров устанавливается в зависимости от местных условий в каждом конкретном случае. В работе по охране линий очень важно, чтобы ни одно нарушение, а особенно приведшее к повреждениям, не осталось без последствий.

Все предприятия, организации и отдельные граждане, допустившие повреждение ВЛ, обязаны незамедлительно сообщить об этом предприятию электросетей и оказать всемерное содействие в ликвидации этого повреждения, включая выделение рабочей силы и механизмов, а также возместить в установленном порядке материальный ущерб.

Для привлечения к ответственности виновников нарушений необходимо на месте составлять акт с участием представителя эксплуатирующей организации и виновника нарушения. Взыскания на виновников могут накладываться через административные инспекции районных и городских исполкомов Советов народных депутатов, которые в установленном порядке могут накладывать штрафы на виновников нарушений и взыскивать с них стоимость восстановления линии.

§ 35. Контроль фарфоровых изоляторов

Проверка состояния подвесных и штыревых изоляторов производится как внешним осмотром при проведении всех видов обходов и осмотров, так и путем периодических измерений изоляции под рабочим напряжением штангами или мегаомметром со снятием напряжения с линии.

Внешним осмотром выявляют наличие сколов, трещин,

повреждений и загрязнения изолирующих деталей, а также состояние металлических деталей (коррозия, трещины на шапке, выползание стержня, отсутствие замков, неправильное закрепление на штырях или крюках и др.).

Измерениями фарфоровых изоляторов выявляются внутренние повреждения изолирующей детали и наружные повреждения, не выявленные при наружных осмотрах.

Способ измерения зависит от конструкции опор и типа применяемой изоляции. Измеряя напряжения, приходящиеся на изолятор, можно судить о его качестве: дефектные изоляторы либо совершенно не держат напряжения («нулевые» изоляторы), либо держат небольшое напряжение.

Измерение изоляции под напряжением (без отключения линии) производят с помощью специальных измерительных штанг. Штангой простейшей конструкции, позволяющей выявить все «нулевые» изоляторы, является штанга с постоянным искровым промежутком: на бакелитовой изолирующей штанге, состоящей из трех или более звеньев (в зависимости от напряжения линии), закреплена измерительная головка (рис. 64, а).

Головка состоит из двух щупов-захватов 1, прикрепленных к бакелитовой трубке-коромыслу 2, обеспечивающему изоляцию щупов друг от друга. Каждый из щупов соединен с одним из шаровых электродов 3, расстояние между которыми может регулироваться. При определенной величине воздушного промежутка и прикладываемого напряжения он пробивается. Чем больше расстояние между электродами, тем большее напряжение требуется для пробоя.

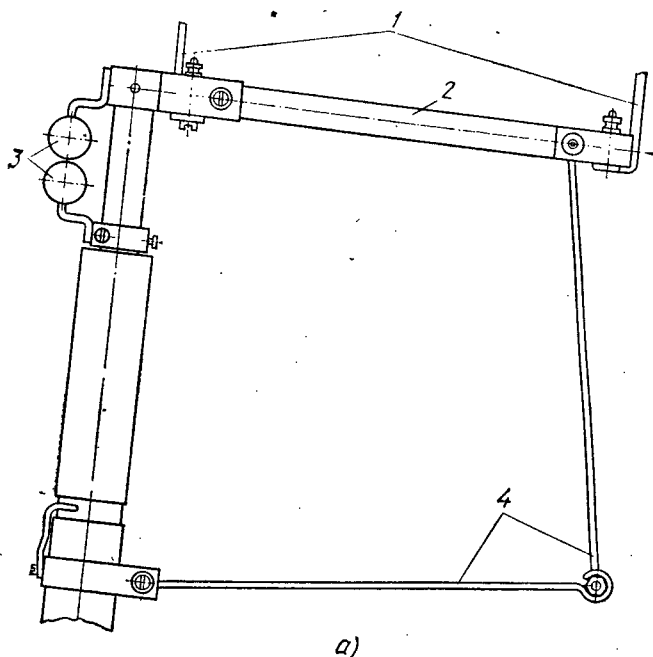
Перед измерениями изоляции расстояние между электродами устанавливают таким образом, чтобы напряжение пробоя составляло 0,5—0,7 наименьшего напряжения, приходящегося на исправный изолятор гирлянды. В зависимости от напряжения линии и количества изоляторов в гирляндах напряжение пробоя колеблется в пределах от 3 до 9 кВ. При измерении щупы накладывают на шапки двух смежных изоляторов, в результате чего напряжение, приходящееся на изолятор, передается на электроды измерительной головки. Если изолятор исправный, напряжение на нем оказывается достаточным для пробоя промежутка — появляется искра, если искра не возникает, изолятор дефектный.

Напряжение между изоляторами гирлянды распределяется неравномерно: наибольшее ложится на ближайшие к проводу изоляторы, несколько меньшее — на ближайшие к траверсе изоляторы и самое низкое — на изоляторы, находящиеся в средней части гирлянды. Для измерения на-

пряжения, приходящегося на каждый изолятор гирлянды, применяют штанги с переменным искровым промежутком.

Головка штанги с переменным искровым промежутком (рис. 64, б) отличается от описанной выше тем, что один из шаровых электродов заменен плоским поворачивающимся электродом 5. При вращении этого электрода величина искрового промежутка изменяется. Жестко связанная с подвижным электродом стрелка 6, перемещаясь по шкале 7, указывает величину напряжения, при котором происходит пробой искрового промежутка. Изменение величины искрового промежутка осуществляется после наложения головки на изолятор путем вращения штанги вокруг ее оси.

Изолятор отбраковывают, если он держит менее 50% напряжения, приходящегося на исправный изолятор при нормальном распределении напряжения по гирлянде. Отбраковка изоляторов облегчается при наличии составленных заранее таблиц или графиков нормального распределения

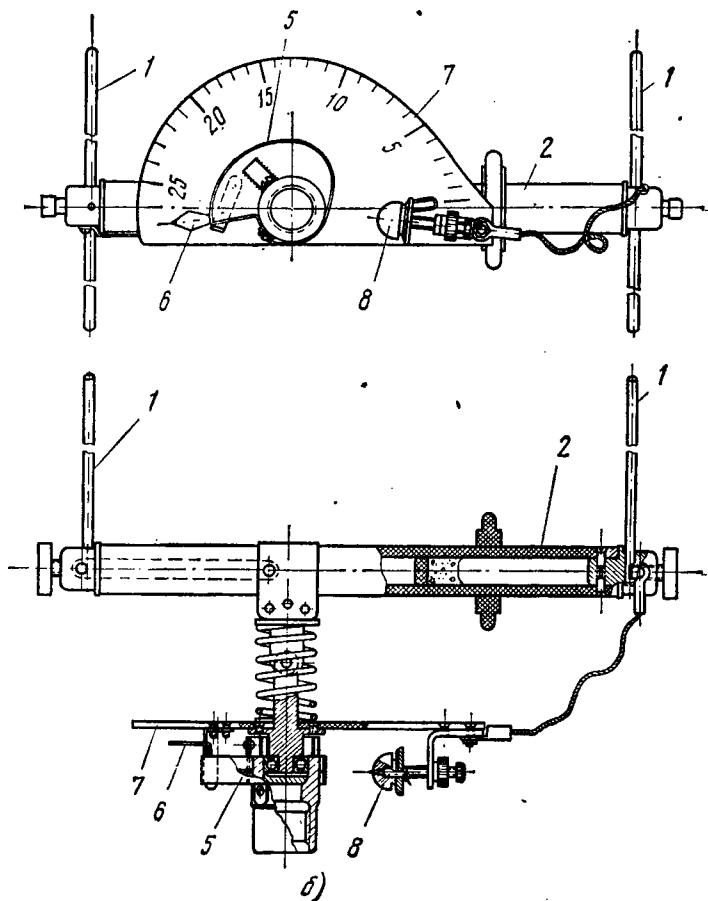


а)

Рис. 64. Измерительные головки для контроля изоляции:
 а — с постоянным искровым промежутком, б — с переменным искровым промежутком; 1 — захваты, 2 — коромысло, 3 — шаровые электроды, 4 — рычаги, 5 — подвижный электрод, 6 — стрелка, 7 — шкала, 8 — неподвижный электрод

напряжения по гирлянде для линий различного напряжения при различном количестве изоляторов в гирлянде (рис. 65). Производитель работ сравнивает результаты измерений с данными таблицы или кривой и производит отбраковку изоляторов. Если при измерении количество дефектных изоляторов достигает половины общего числа изоляторов в гирлянде, измерение их немедленно прекращается, а гирлянда срочно заменяется.

Для измерения подвесных изоляторов на линиях 35 кВ. применяют специальные измерительные головки с конденсатором, включенным последовательно с искровым промежутком. Необходимость конденсатора в таких штангах



обусловлена измерением гирлянд, состоящих всего из двух изоляторов. В тех случаях, когда один из двух изоляторов «нулевой», при измерении второго изолятора конденсатор не позволяет наглухо закоротить измеряемый изолятор, а следовательно, и всю гирлянду.

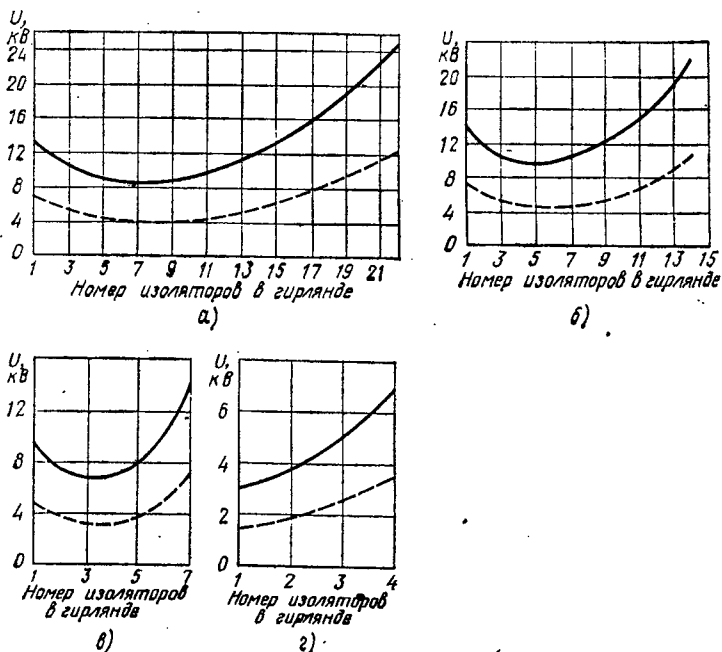


Рис. 65. Графики нормального распределения напряжения по гирлянде:

а — из 22 изоляторов на линии 500 кВ, б — из 14 изоляторов на линии 220 кВ, в — из семи изоляторов на линии 110 кВ, г — из четырех изоляторов на линии 35 кВ

Производить измерение гирлянд изоляторов на линиях 35 кВ штангами без конденсатора не разрешается.

Все измерительные штанги разборные. Изолирующая часть их состоит из бакелитовых трубок длиной 1—2 м, соединенных между собой металлическими втулками на резьбе. Самая дальняя от головки трубка (наибольшая по диаметру) служит держателем и снабжена ограничительным кольцом, выше которого во время измерений нельзя держать штангу руками. Изолирующую часть штанг один раз в шесть месяцев испытывают повышенным напряжением в лаборатории, отметку об испытании наносят на штангу.

Во время работ штангу следует оберегать от механических повреждений, увлажнения и загрязнения изолирующей части. При повреждении лакового покрова более чем на 20% поверхности работать штангой запрещается.

Штанги перевозят и хранят в специальных ящиках, где части штанги предохраняются от ударов друг о друга и о стенки ящика. Запрещается проводить работы с изолирующими штангами при дожде, тумане и снегопаде. Монтер

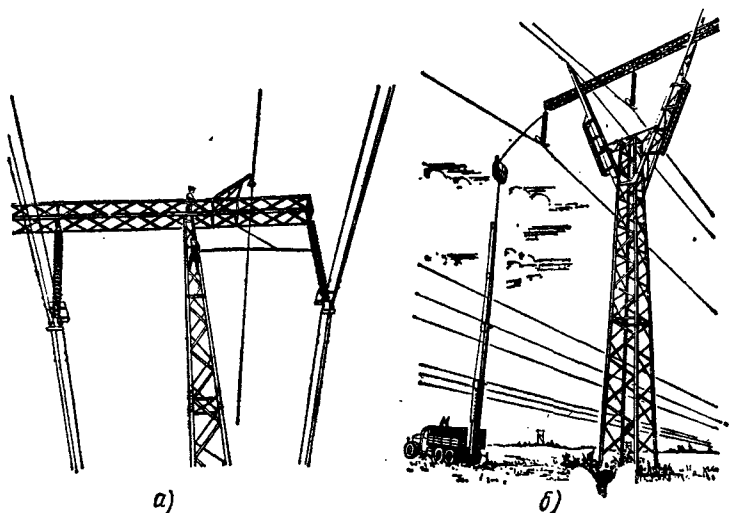


Рис. 66. Измерение изоляторов штангой:
а — с опоры на линии 500 кВ, б — с автовышки

должен подниматься на опору без штанги, а штангу подают веревкой или передают из рук в руки. При работе необходимо следить, чтобы изолирующая часть штанги не приближалась к телу опоры и проводам во избежание перекрытия штанги. Если при работе со штангой замечены какие-либо неисправности, работы следует немедленно прекратить.

Измерения изоляции обычно производят с опоры или автовышки (рис. 66) бригадой в составе производителя работ (с группой по технике безопасности не ниже IV) и двух монтеров (с группой не ниже III). Измерения начинают с изоляторов, расположенных у траверсы, при этом необходимо следить, чтобы при наложении щупов на шапки изоляторов имелся надежный электрический контакт.

На линиях 330—500 кВ из-за большой длины штанги измерения значительно усложняются. На промежуточных опорах штангу устанавливают на изоляторы два монтера, один из них непосредственно держит штангу за держатель, а второй — с помощью капронового каната, прикрепленного к штанге на некотором расстоянии от головки. Для измерения изоляторов в натяжных гирляндах 330—500 кВ используют специальную штангу с ползуном (рис. 67).

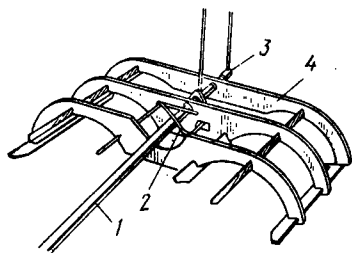


Рис. 67. Измерительная головка штанги с ползуном:

1 — штанга, 2 — головка с переменным искровым промежутком, 3 — наконечник с двумя шипами, 4 — ползунок

Штанга 1 опирается на одну или две ветви гирлянды ползуном 4, выполненным из тонких листов стеклотекстолита. К ползунку шарнирно прикреплен наконечник 3 с двумя щупами, который может вращаться вокруг своей оси. Измерительная часть штанги представляет собой головку 2 с переменным искровым промежутком. Щупы наконечника изолированы друг с другом и соединены с электродами измерительной головки. Для измерения ползунок, прикрепленный к первому звену штанги, устанавливают на ближайший к траверсе изолятор гирлянды, вращением штанги вокруг оси накладывают щупы наконечника на изолятор, а затем, изменив величину искрового промежутка, определяют напряжение на этом изоляторе. Далее ползунок перемещается на следующий изолятор. По мере удаления от траверсы штанга наращивается дополнительными звеньями.

Перед началом измерений штангой с переменным искровым промежутком проверяют регулировку штанги: при сведенных электродах стрелка должна указывать «нуль», если стрелка отклонена, производится регулировка неподвижного электрода.

Правильность измерений может быть проверена путем сложения напряжений, приходящихся на изоляторы гирлянды, сумма не должна отличаться от напряжения линии по отношению к земле (фазового напряжения) более чем на 10—20%. Фазовое напряжение линий 35 кВ равно 20 кВ, 110 кВ — 64 кВ, 150 кВ — 90 кВ, 220 кВ — 127 кВ, 330 кВ — 191 кВ, 500 кВ — 280 кВ.

При недоступности какой-либо гирлянды для измере-

ний с помощью штанги измерения производят с помощью мегаомметра. Мегаомметром на напряжение 2,5 кВ измеряют сопротивление каждого изолятора. Поверхность фарфора изолятора должна быть чистой и сухой. Изморозь, влага и загрязнения искажают результаты измерения. Провода от мегаомметра к щупам головки штанги надежно изолируются друг от друга и от земли. Изолятор отбрако-

РЭУ, ПЭО _____
(наименование)

Предприятие _____
(наименование)

Район (участок) _____
(наименование)

Ведомость проверки линейной изоляции

на ВЛ _____ кВ _____
(наименование)

Способ проверки _____

Дата проверки	Номер опоры с неисправным изолятором	Номер фазы, гирлянды	Номер изолятор	Тип изолятора	Характер неисправности	Заключение
---------------	--------------------------------------	----------------------	----------------	---------------	------------------------	------------

Изоляция проверена на участке от опоры № _____ до опоры № _____

Не проверены _____
(№ опор, фаз, изоляторов, причины)

Всего проверено _____ шт. изоляторов, в том числе типа _____

_____ шт., типа _____ шт., типа _____ шт.

Всего дефектных _____ шт. изоляторов, в том числе типа _____

_____ шт., типа _____ шт., типа _____ шт.

Примечание. Условные обозначения неисправностей: перекрытый электрической дугой — П, битый — Б, дефектный — Д, пулевой — О.

Производитель работ _____
Ф. и. о. (подпись)

Заключение составил _____
Ф. и. о. (подпись)

выдается, если его сопротивление составляет 300 МОм и менее. Поскольку измерение изоляции мегаомметром требует отключения линии и оно менее производительное, чем замер под напряжением штангой, этот способ контроля изоляции для массового применения не годится.

Во время замеров изоляторов заполняется специальная ведомость (см. стр. 183). В нее заносятся только гирлянды, имеющие дефектные изоляторы. При измерении штангой с переменным искровым промежутком в ведомости следует указывать также распределение напряжения по гирляндам, имеющим дефектные изоляторы. Счет гирлянд на опорах ведется слева направо (в направлении возрастания нумерации опор) и сверху вниз. При многоцепных гирляндах необходимо также отмечать правую, среднюю или левую гирлянду. Счет изоляторов в гирлянде следует производить от траверсы к проводу.

§ 36. Измерения сопротивления соединений проводов

При хорошем качестве соединения проводов сопротивление контакта должно быть меньше сопротивления такого же по длине участка целого провода, так как общее сечение в месте соединения проводов больше, чем сечение провода. Состояние соединения оценивается коэффициентом дефектности, т. е. отношением сопротивления провода в месте соединения к сопротивлению такого же по длине участка целого провода. При коэффициенте дефектности, равном двум и более, соединитель подлежит замене или ремонту.

Измерения сопротивления соединителей могут производиться на линии, находящейся под напряжением, или на отключенной линии. Измерение сопротивления под напряжением производится путем сравнения падения напряжения на участке целого провода и в месте соединения при прохождении рабочего тока линии. Поскольку ток на обоих участках один и тот же, отношение падений напряжения на них пропорционально отношению сопротивлений участков.

Измерения производят универсальной штангой с измерительной головкой, имеющей милливольтметр. Головка состоит из бакелитовой трубки с двумя металлическими электродами на концах, которые накладываются на соединитель или на участок провода (рис. 68). Электроды соединены с милливольтметром, который показывает падение напряжения. Головка закрепляется на конце той же изо-

лирующей штанги, которая применяется для измерения изоляции. Поскольку ток на разных линиях меняется в широких пределах, предусмотрено изменение пределов измерения милливольтметра. Отсчет измеряемых величин ведется по числу делений на шкале.

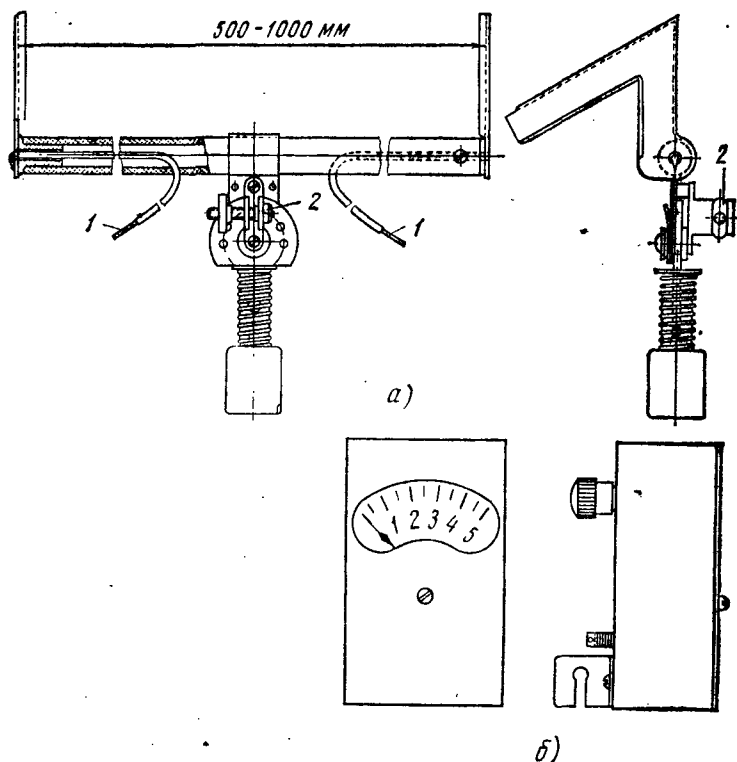


Рис. 68. Головка (а) и прибор (б) для измерения сопротивления соединителей:

1 — проводники, 2 — винт для крепления прибора

По отношению показаний прибора на соединителе и на участке целого провода определяется коэффициент дефектности. Во избежание искажения падения напряжения на целом участке провода оно измеряется на расстоянии не менее 1 м от соединительного зажима.

Для каждой линии составляется трехлинейная схема с указанием на ней соединителей на проводах в каждом пролете и петлях анкерных опор. Все изменения в располо-

жении соединителей должны быть немедленно занесены на схему. Наличие схемы исключает возможность пропуска отдельных соединителей при проведении измерений. При измерениях составляется ведомость замеров контактных зажимов.

В ведомость, как правило, записываются контактные зажимы, имеющие коэффициент дефектности больше 1.

Замер сопротивления соединителей на линии производит бригада в составе производителя работ IV группы и 2—3 монтеров III группы. Измерение сопротивления соединителей в петлях анкерных опор может производиться с опоры.

РЭУ, ПЭО _____
(наименование)

Предприятие _____
(наименование)

Район, участок _____
(наименование)

**Ведомость
измерения болтовых соединений проводов**

на ВЛ _____ кВ _____
(наименование)

Способ измерений _____

№	Дата	Номер опоры, пролета	Фаза, номер провода и соединения	Марка провода	Тип соединителя	Показания прибора		Отношение падений напряжения на соединителе и на проводе	Заключение
						на соединителе	на проводе		

Примечание. Соединители нумеруются слева направо по ходу ВЛ и сверху вниз.

Производитель работ _____
Ф. и. о. (подпись)

Заключение составил _____
Ф. и. о. (подпись, дата)

При производстве измерений под напряжением должны соблюдаться все требования правил техники безопасности для работ с измерительной штангой. При использовании

автовышек должен соблюдаться и ряд дополнительных требований, обусловленных особенностью работы автовышек. В частности, запрещается подъем корзины автовышки между проводами, подъем корзины и работа автовышки при скорости ветра выше 10 м/с.

При измерении сопротивления соединителей необходимо обеспечивать хороший электрический контакт измерительного прибора с проводом, так как в противном случае результаты искажаются. Для этого при наложении на провод электродов измерительной головки следует немного поцарапать провод электродами, чтобы разрушить пленку оксида, покрывающую провод и являющуюся плохим проводником электричества.

§ 37. Измерения сопротивления заземлений опор

С течением времени сопротивление заземлений опор может изменяться. Это может быть вызвано изменением сечения заземлителей в результате разрушения коррозией, изменением удельного сопротивления грунта, механическим повреждением заземлителей, например при пахоте вблизи опор. В связи с этим производится периодический контроль состояния заземлений опор путем осмотров заземлений и заземляющих спусков и измерений величины сопротивления заземления опор.

Измерения производят специальными приборами, действие которых основано на измерении сопротивления заземления при протекании по нему тока, создаваемого независимым источником энергии. Источником тока обычно служит индуктор прибора.

Наиболее распространенными приборами являются измерители МС-07 и МС-08. Их действие основано на сравнении измеряемого сопротивления с эталонным регулируемым сопротивлением в схеме прибора. Регулированием эталонного сопротивления добиваются равенства его измеряемому, что отмечается положением индикатора прибора на нуле при вращении рукоятки индуктора. Сопротивление определяется по положению указателя на шкале сопротивлений.

Для производства измерений прибором МС-07 или МС-08 собирается схема (рис. 69), причем измеряемое сопротивление заземления присоединяется к зажиму прибора 1, к зажиму 2 присоединяется зонд, к зажиму 3 — вспомогательное заземление, которое служит для образования замкнутой цепи для тока, создаваемого индуктором.

Зонд служит для измерения напряжения на проверяемом сопротивлении заземления при прохождении по нему тока индуктора. Чтобы исключить влияние вспомогательного заземления на измеряемое напряжение, зонд должен устанавливаться в точке нулевого потенциала. Этому требованию соответствует расположение зонда между проверяемым и вспомогательным заземлениями с расстоянием от опоры до зонда 20—25 м и от опоры до вспомогательного заземления — 40—50 м.

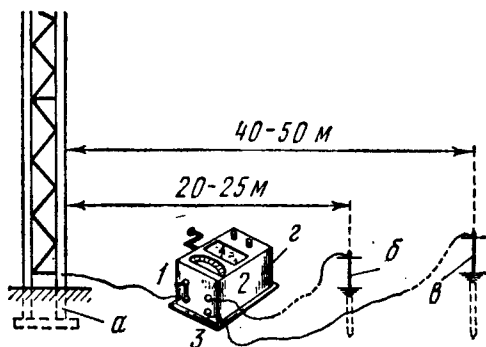


Рис. 69. Схема измерения сопротивления заземления опоры прибором МС-07 или МС-08:

а — измеряемое сопротивление, б — зонд, в — вспомогательное заземление, г — прибор

Во избежание искажения результатов измерения под действием рабочего тока следует располагать зонд и вспомогательное заземление перпендикулярно или под некоторым углом к оси линии. В противном случае приходится отстраиваться от наводимых посторонних напряжений путем установки стрелки индикатора с помощью корректора в нулевое положение при неподвижной ручке индуктора.

Следует отметить, что для измерений сопротивления заземлений опор с грозозащитными тросами приборами МС-07, МС-08 или другими аналогичными измерителями необходимо производить отсоединение и изоляцию троса от металлических и железобетонных опор. Иначе сопротивление будет измерено с учетом влияния заземлителей соседних опор и результаты получатся заниженные. Отсоединение троса и изоляция его от опоры представляют некоторые трудности. При измерениях на линиях с деревянными опорами заземление, как правило, может быть отсоединено от заземляющих спусков без подъема на опору.

На металлических опорах подъем на опору неизбежен. Здесь требуются отсоединение перемычки троса и изоляция его от опоры с помощью изоляционных прокладок. На анкерных опорах эта работа вызывает значительные трудности, поэтому в настоящее время на анкерных металлических опорах крепление троса выполняют через изолятор. На линиях 220 кВ и выше, где трос изолирован и его заземление осуществляется через искровой промежуток, в подъеме на опору нет необходимости.

Для увеличения производительности труда и облегчения труда монтеров разработаны приборы для замера сопротивления заземления опор без отсоединения троса (например, типа ИЗБОТ).

Принцип действия такого прибора основан на измерении тока, наведенного в тросах вследствие электромагнитной и электростатической индукции и стекающего через заземление опоры в землю. Кроме того, измеряется падение напряжения на сопротивлении заземления при прохождении по нему этого тока. В результате деления замеренного напряжения на ток определяется сопротивление заземления. Для измерения тока используются специальные токоизмерительные клещи, сердечник которых охватывает заземляющий спуск или ногу опоры в зависимости от конструкции опоры и заземления. Ток определяется по показанию микроамперметра. Напряжение определяется с помощью вольтметра, который подсоединяется к заземляющему спуску или ноге опоры и специальному зонду. Точность этого метода измерений ниже, чем при измерениях с отсоединением троса, но может быть вполне достаточна для практических измерений. В сомнительных случаях, когда измеренное сопротивление оказывается близким к допускаемому, может быть произведен проверочный замер с отсоединением троса прибором МС-07 и МС-08.

Для уменьшения погрешности измерения напряжения зонд должен забиваться в землю на расстоянии не менее 30 м от опоры перпендикулярно оси линии. Если при этом зонд попадает под провода другой линии, то его следует устанавливать под некоторым углом к оси линии.

Замер сопротивлений заземления опор следует проводить в сухую летнюю погоду, когда грунт имеет минимальную влажность и наихудшие условия для растекания тока в земле. После дождей величина сопротивления заземления уменьшается и истинная картина качества заземления искажается. Допускаются также измерения заземлений

во время морозов зимой, когда сопротивление грунта растеканию тока близко к минимальному.

Измерение сопротивлений заземлений опор производят бригадами в составе производителя работ и двух-трех монтеров. При измерениях с отсоединением троса члены бригады должны иметь III или IV группу по технике безопасности. Измерения без отсоединения троса могут производить менее квалифицированные монтеры.

При измерении заземлений опор заполняется ведомость по установленной форме:

РЭУ, ПЭО _____
(наименование)

Предприятие _____
(наименование)

Район (участок) _____
(наименование)

Ведомость

проверки и измерений сопротивления заземления опор

ВЛ _____ кВ _____
(наименование)

Дата	Номер опоры	Сопротивление заземления, Ом		Удельное сопротивление земли (фактическое), Ом·м	Заключение
		фактически	по норме		

Сопротивление заземления проведено на участке от опоры

№ _____ до опоры № _____

Не проверены _____
(№ опор, причины)

Всего проверено _____ шт. опор

Неисправно _____ шт. опор

Производитель работ _____
Ф. и. о. (подпись)

Заключение составил _____
Ф. и. о. (подпись, дата)

§ 38. Измерения загнивания древесины

Детали деревянных опор имеют определенные запасы прочности, снижающиеся в процессе эксплуатации вследствие загнивания древесины, поэтому важно не только отметить сам факт загнивания древесины, но и определить степень загнивания (рис. 70). По глубине и характеру распространения загнивания можно определить диаметр оставшейся здоровой части древесины и решить вопрос о необходимости замены той или иной детали. Степень загнивания определяется путем специальных замеров, которые производят за год до вывода линий в капитальный ремонт. На основании замеров определяется объем замены древесины при капитальном ремонте. Замеры производит бригада в составе производителя работ и двух монтеров. Для наиболее правильного решения о необходимости замены какой-либо детали желательно присутствие при замерах мастера или инженера.

Наличие загнивания и зоны поражения по окружности и длине детали устанавливают путем осмотра и простукивания каждой детали опоры молотком массой 0,4 кг в сухую и неморозную погоду. При загнивании звук получается глухой. После обнаружения загнивания производят замер глубины загнивания с помощью специальных приспособлений и приборов. Простейшим приспособлением является щуп — заостренный пруток или шило с нанесенными на него для удобства отсчета делениями через 0,5 см. Щуп проникает через загнившие слои древесины и задерживается, встречая здоровый слой. Глубине проникновения щупа в древесину соответствует глубина загнивания. Щупом можно с достаточной для практики точностью определить глубину только наружного загнивания.

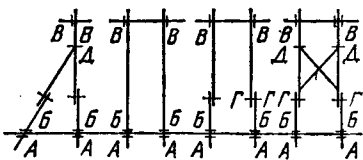


Рис. 70. Опасные сечения деревянных опор

Для измерения как поверхностного, так и внутреннего загнивания древесины применяют пружинные приборы. Один из приборов (рис. 71, а) для замеров загнивания на глубину до 10 см состоит из корпуса 3 с внутренним цилиндром 5, в котором помещена пружина 6. В пазах цилиндра перемещается игла 11 с указателем 7. Другой конец оканчивается винтом 2 с гайкой 4 и ручкой 1. При вращении ручки гайка перемещается по винту вместе с внутренним

цилиндром. У основания корпуса установлена гайка 10 с ушками 8 и цепью 9, служащими для закрепления прибора на опоре. Упор 12 обеспечивает устойчивость прибора при замерах. Указатель по шкале показывает глубину погружения иглы в древесину. Деления на внутреннем цилиндре показывают усилие, с которым игла прокалывает древесину. Опытным путем установлено, что минимальное усилие, которое нужно для прокалывания здоровой древесины, равно 300 Н. Если давление на иглу при прокалывании меньше, то древесина гнилая. По заглублению иглы и затрачиваемому при этом усилию определяют характер и глубину загнивания детали опоры.

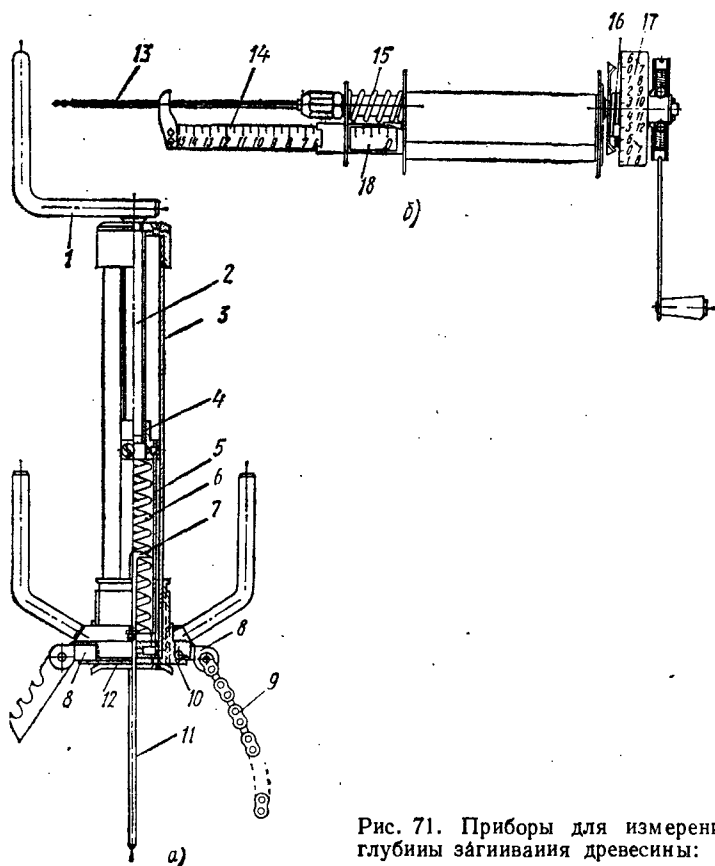


Рис. 71. Приборы для измерения глубины загнивания древесины:
а — Мосэнерго, б — Латглавэнерго

Недостатком прибора является необходимость тщательного закрепления его на столбе для обеспечения неподвижности иглы при прокалывании и предохранения ее от повреждения, при замерах загнивания концов траверс под напряжением прибор не может быть применен.

Более простой и удобный прибор для замера загнивания древесины (рис. 71, б) представляет собой бурав 13, при ввинчивании которого в древесину вращающее усилие передается через пружину 16. При заглублении бурава пружина закручивается на угол, пропорциональный прилагаемому усилию и степени прочности древесины. Этот угол фиксируется указателем на шкале 17, имеющей 12 делений. Деления 1—3 соответствуют гнилой древесине, деление 4 — крупнослойной мягкой древесине, браковать которую не следует. Остальные деления соответствуют здоровой древесине различной прочности. Для удобства контроля шкала разбита на четыре одинаковых сектора. Слой наружного загнивания прокалывается без вворачивания бурава. Усилие прокола определяют по шкале 18 с двумя делениями, связанной с пружиной 15, которая при прокалывании сжимается. Заглубление бурава определяют по рейке 14.

Результаты замеров загнивания деталей опоры непосредственно на месте работ заносят в специальную ведомость (журнал). По каждой из основных деталей — траверсе, стойкам, пасынкам — записывается глубина загнивания в опасном сечении. В опасных сечениях траверсы (в местах сопряжения со стойками) загнивание замеряют в двух точках: сверху и снизу. В опасных сечениях стоек и пасынков замер ведется в трех точках по окружности. Результаты контроля прочих деталей отмечают отдельно. В ведомость заносят также результаты контроля торцов стоек, пасынков и траверс, мест врубок на стойках и т. д.

Проверка загнивания древесины производится, как правило, под руководством мастера или электромонтера V—VI разряда бригадой из двух-трех монтеров III—IV группы по технике безопасности. Такая проверка проводится в год, предшествующий выводу линии в капитальный ремонт.

§ 39. Измерения стрел провеса и габаритов

Стрелы провеса проводов и тросов, габариты линий до земли или пересекаемых объектов измеряют при приемке линии в эксплуатацию для проверки правильности монтажа. В процессе эксплуатации стрелы провеса и габариты могут

_____ предприятие электросетей

Ведомость (журнал) измерений загнивания деталей деревянных опор

Линия кВ _____
(наименование линии)

Минимально допустимые диаметры в опасных сечениях

Тип опоры и ее номер _____
Траверы _____ см

Тип поддерживающего зажима _____
Стойки _____ см

Марка провода и троса _____
Пасынки _____ см

Наименование детали	№ детали	Год установки	Год замера		19 _____			19 _____			19 _____		
			№ сечения	Наруж- ный диаметр	Замеры			Замеры			Замеры		
					1	2	3	1	2	3	1	2	3
Траверы	1												
	2												
Стойки	1												
	2												
	3												
	4												

Наименование детали	№ детали	Год установ- ки	Год замера		19 _____			19 _____			19 _____				
			Наруж- ный диаметр	Замеры		Диаметр здоровой части, см		Замеры		Диаметр здоровой части, см		Замеры		Диаметр здоровой части, см	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Пасынки: наружные	1														
	2														
	3														
	4														
внутренние	1														
	2														
	3														
	4														

Заключения по прочим деталям опоры

Дата замеров

Фамилия производителя работ

Подпись производителя работ

Должность и подпись лица, составившего заключение

Год
198 г.

198 г.

Подпись

Подпись

изменяться за счет вытяжки проводов, проскальзывания проводов в подвесных и натяжных болтовых зажимах, в результате изменения длины гирлянды при замене дефектных изоляторов, наклонов опор, изменения конструкции опор при ремонтных и реконструктивных работах на линии.

Габариты линий могут измениться и в результате прокладки под проводами дорог, сооружения линий электропередачи и связи и других объектов без реконструкции пересекающей их линии. Если устройство таких сооружений не было согласовано с эксплуатирующей организацией, то габариты могут оказаться недостаточными, возникает угроза безопасности населения и снизится надежность работы линии. Строгой периодичности измерения стрел провеса и габаритов не установлено, и эти измерения должны производиться по мере необходимости, определяемой в результате периодических осмотров.

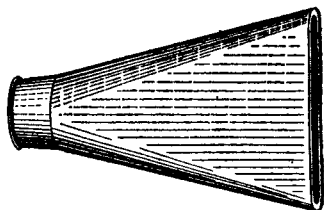
Стрелы провеса и габариты измеряют различными способами. Наиболее просто стрелу провеса провода измеряют с помощью двух реек.

Рейки крепят на уровне точек провеса провода на смежных опорах, в пролете между которыми замеряют стрелу провеса. Производят визирование стрелы провеса: по команде монтера, находящегося на одной из опор, производят перемещение реек так, чтобы нижние концы их и нижняя точка провеса провода лежали на одной прямой. Тогда длина рейки от нижнего конца до уровня точки подвеса провода будет равна стреле провеса.

Для непосредственного измерения габаритов линии, находящейся под напряжением, до земли или других объектов могут применяться изолирующие штанги. Монтер касается провода линии концом штанги, другой монтер замеряет расстояние от нижнего конца штанги до земли, сумма этого расстояния и длины штанги равна габариту до земли. Габарит в месте пересечения определяется в виде разности расстояний до земли каждого объекта.

На отключенной линии габариты могут замеряться с помощью веревки или рулетки. Однако непосредственное измерение габаритов в ряде случаев затруднено, особенно при измерении габаритов пересечений линий между собой. В этих случаях используются различные угломерные инструменты. Наиболее точным из них является теодолит — прибор, с помощью которого ведутся все геодезические съемки. Могут быть применены другие, более простые приборы, имеющие меньшую точность, чем теодолит, но достаточную для практических целей.

Простым и удобным прибором для оценки габаритов является, например, карманный высотомер (рис. 72). Прибор представляет собой плоскую коробку, имеющую форму равнобедренного треугольника. В основании треугольника вставлено стекло, на которое нанесены две риски. В вершине треугольника имеются два отверстия, через которые производится визирование.



При измерении точки, ограничивающие искомое расстояние от провода до земли, должны совпадать с рисками прибора, что достигается соответствующим изменением расстояния от монтера до объекта измерения. По этому расстоянию на основании метода подобия треугольников определяют габарит. Размеры прибора подобраны так, что габарит равен половине измеренного по земле расстояния до измеряемого объекта. Погрешность прибора не превышает 2%.

Измерение габаритов обычно производят в условиях, отличных от расчетных. Поэтому следует точно записать температуру воздуха, при которой определялись габариты. На основании этих данных по специальным формулам или таблицам определяют стрелы провеса проводов и габариты при расчетных условиях. Результаты измерений и расчетов заносят в ведомость (см. стр. 198).

§ 40. Расчистка трасс линий и площадок опор от зарослей

Расчистка трасс от зарослей является весьма трудоемкой работой. Расчистка трасс вручную (топором) малопродуктивна, поэтому она применяется только при расчистке небольших участков — в пределах нескольких пролетов линии, а также при вырубке отдельных деревьев или небольших групп кустарника. Срубленные ветви собирают в кучи на краю трассы и сжигают в специально вырытых ямах с последующей их засыпкой землей. Эта работа должна проводиться под наблюдением специально проинструктированного лица.

Для расчистки трасс от сплошных зарослей применяют различные механизмы. Наиболее широкое распространение получили кусторезы, навешанные на трактор (рис. 73, а). Кусторез представляет собой металлический

РЭУ, ПЭО _____
(наименование)

Предприятие _____
(наименование)

Район (участок) _____
(наименования)

Ведомость
измерений габаритов и стрел провеса провода (троса)

на ВЛ _____ кВ _____
(наименование)

Способ измерения _____

Дата	Пролет между опорами	Марка провода (троса)	Наименование пересекаемого объекта	Расстояние от пересечения до ближайшей опоры	Измеренный габарит, м	Температура воздуха, °C	Габарит с учетом поправки на расчетную температуру, м	Наименьшее допустимое расстояние, м	Стрела провеса на расчетную температуру, м	Заключение

Измерения проводились от опоры № _____ до опоры № _____

Производитель работ _____
Ф. и. о. (подпись)

Заключение составил _____
Ф. и. о. (подпись, дата)

клин с набором ножей. Кусторез срезает деревья диаметром до 8—10 см. За день производят расчистку трассы площадью 1—2 га. Недостатком этого способа расчистки является необходимость уборки срезанной растительности, что в общем несколько снижает эффективность работы. Кроме того, корневая система кустарников и деревьев остается ненарушенной, быстро появляется молодая поросль, вследствие чего уже через несколько лет расчищенная кусторезом трасса зарастает вновь.

Более эффективна расчистка трасс бульдозером (рис. 73, б) и корчевателями. Эти механизмы срезают слой грунта или вырывают заросли с корнями, что замедляет последующее зарастание трассы. Но производительность

таких машин несколько ниже, чем кустореза, кроме того, затруднен последующий сбор срезанных зарослей.

Кроме бульдозеров и кусторезов нашли применение также катки-кусторезы (рис. 73, в). Каток состоит из цилиндрического корпуса, разделенного на три водонепроницаемых отсека, заливаемых летом водой, а зимой заполняемых

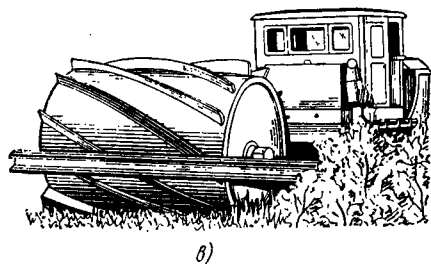
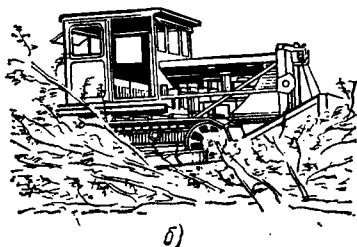
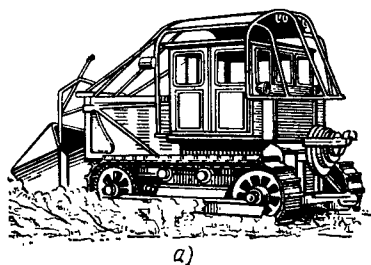


Рис. 73. Расчистка трассы:

а — кусторезом, б — бульдозером, в — катком-кусторезом

сухим песком. По цилиндрической поверхности приваривают режущие ножи из твердой стали по винтовым линиям. Каток с помощью рамы и коромысла прицепляется к трактору. Масса катка регулируется водой, заполняющей отсеки цилиндра, в зависимости от густоты вырубаемого кустарника. Каток-кусторез, передвигаясь за трактором, оставляет за собой полосу шириной 3 м измельченного на куски ($\sim 0,5$ м) кустарника. Ножи, вдавливаясь в грунт, частично подрезают и корневую систему кустарника. Каток-кусторез может работать в любое время года и легко преодолевает различные препятствия и неровности по трассе, его производительность до 4—5 га в день.

Большое значение имеет также расчистка площадок опор как от древесно-кустарниковой, так и от травянистой растительности. Сухая трава и опавшие листья деревьев

создают опасность возникновения пожара и повреждения линий, особенно линий на деревянных опорах. На трассах линий, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, площадки опор могут служить источником заражения сельскохозяйственных культур сорняками. Эти обстоятельства требуют проведения работ по расчистке площадок опор от растительности. Расчистка площадок может выполняться путем механического удаления растительности или химическим методом.

Механическое удаление растительности на площадках опор из-за сравнительно небольших размеров площадки и стесненных условий обычно приходится выполнять вручную, перекапывая землю. Этот способ малопроизводителен. Эффективность его невелика, так как перекопанная земля быстро вновь зарастает сорняками. Поэтому такой способ очистки применяется весьма редко.

В последние годы для расчистки трасс линий и площадок опор от зарослей все шире применяют метод химической расчистки гербицидами и арборицидами — бутиловым эфиром 2,4-Д, натриевой солью 2,4-Д и др. При попадании гербицидов и арборицидов на листья деревьев и кустарников (или в корневую систему непосредственно) они проникают в стебли и стволы растений и доходят до корневой системы, полностью поражая растение. Действие гербицидов и арборицидов проявляется через несколько часов после опрыскивания, а в течение нескольких дней листва полностью гибнет и приобретает бурый цвет. Наиболее эффективно опрыскивание в период бурного роста растительности, т. е. в течение июня — июля для средней полосы европейской части СССР.

При применении химического метода следует иметь в виду, что гербициды и арборициды могут поразить и ценные лесные или сельскохозяйственные культуры. Поэтому обработка площадок опор и трасс линий, расположенных ближе 300 м к чувствительным зерновым и овощным культурам, должна проводиться только до посева или после уборки этих культур. Причем обязательно обеспечивать защитную зону от границы обработанной площадки до границы посевов шириной не менее 5 м. Обрабатываемые площадки не должны иметь уклонов в сторону сельскохозяйственных культур. При наличии таких уклонов ширина защитной зоны увеличивается до 50 м.

Препараты, применяемые для химической расчистки трасс от зарослей, являются ядовитыми, поэтому при обращении с ними следует соблюдать специальные правила без-

опасности труда. Работать с этими веществами разрешается только лицам, прошедшим медицинский осмотр и специальное обучение. Необходимо строго соблюдать правила личной гигиены. Опрыскивание растительности должно выполняться только с использованием специальных опрыскивателей: ранцевых ОРР-1, переносных ОПР-12 или навесных на колесных тракторах ОН-400. Для заправки опрыскивателей препаратом и чистой водой обязательно использовать отдельные заборные шланги.

Для опрыскивания кустарников на трассах линий используются также самолеты.

Перед проведением работ по химической расчистке необходимо предупредить местное население о необходимости соблюдать меры безопасности вблизи обработанных площадей. После обработки на границах обработанных участков и на расстоянии не менее 300 м от них, а также на пересечениях трасс с дорогами и в местах, часто посещаемых людьми

Задание
на выполнение работ по химической обработке травянистой
и древесно-кустарниковой растительности
на площадках опор ВЛ

Производителю работ (бригадиру) _____ района (участка)
_____ предприятия электрических сетей

Наименование и напряжение ВЛ _____

Тип опрыскивателя _____

Период обработки с _____ по _____ 19 ____ г.

Состав бригады _____

Номер участка	Номер пролета (с опоры № _____)	Тип опоры и их номера	Размер площадок опор, м ²	Состав растительности	Применяемый химический препарат	Содержание действующего вещества в препарате, %	Доза препарата по действующему веществу, г/м ²	Норма расхода рабочей жидкости на 1 м ² , л
	по опору № _____)							

Задание выдал руководитель работ _____
Ф. и. о. (подпись)

Задание получил производитель работ _____
Ф. и. о. (подпись)

Дата _____

ми, должны быть установлены предупредительные плакаты и знаки.

Задание на выполнение химической расчистки трассы или площадок опор выдается в письменном виде по специальной форме.

Производительность химического метода расчистки трасс значительно выше, чем остальных, и составляет 3—7 га в день.

Расчистка трасс от зарослей и вырубка отдельных высоких деревьев на краю трассы обычно производятся без отключения линии. Следовательно, падение дерева на провода линии не только может привести к повреждению и отключению линии, но и явиться причиной несчастного случая. Поэтому деревья при валке должны оттягиваться в противоположную от проводов сторону с помощью веревочных оттяжек. Валка деревьев в этом случае должна производиться под наблюдением лица, имеющего квалификационную группу по технике безопасности не ниже III. Запрещается валка деревьев при сильном ветре.

В тех случаях, когда отдельные выросшие под проводами линии деревья достигают уровня проводов, рубка их производится после отключения линии.

§ 41. Восстановление знаков на опорах

Каждая опора линий электропередачи имеет порядковый номер. На участках параллельного следования или сближения нескольких линий, на концевых опорах и первых опорах ответвлений, на пересечениях с железными и автомобильными дорогами на опоры наносят также наименование или условные обозначения линий, а на двухцепные опоры — обозначения цепей. На концевых и позиционных опорах и первых опорах ответвлений указывают расцветку фаз линий. Кроме того, на каждой опоре линий, проходящих в населенной местности, устанавливаются предупредительные плакаты.

Предупредительные плакаты устанавливают так, чтобы они были видны со стороны дорог, проходящих вблизи трассы линии, населенных пунктов и других мест наиболее вероятного пребывания людей.

Все эти обозначения со временем повреждаются или обесцвечиваются. Необходимость восстановления обозначений на опорах выявляется во время осмотров линий. Их наносят масляной краской на специально заготовленные из жести таблички, которые крепят к опоре гвоздями, вин-

тами или мягкой проволокой на высоте 2,5—3 м от земли. Номерные знаки и наименования линий устанавливаются на опорах так, чтобы они были видны при движении монтера по трассе в сторону возрастания номеров. Обозначения цепей наносят со стороны расположения проводов. Размеры номерных знаков и наименования линий должны быть такими, чтобы их можно было читать, находясь на расстоянии нескольких метров от опоры.

В тех случаях, когда широко практикуются осмотры линий с использованием вертолетов или самолетов, на верхней части опоры должны устанавливаться дополнительные знаки, хорошо различимые с воздуха.

Контрольные вопросы

1. Каковы задачи плановых осмотров линий?
2. Что такое специальные и аварийные осмотры?
3. Каковы причины наклонов опор в эксплуатации и чем они опасны?
4. Расскажите об условиях и видах загнивания деталей деревянных опор.
5. Перечислите дефекты изготовления железобетонных опор.
6. Каковы причины повреждения металлических опор?
7. Какие четыре группы повреждений провода вы знаете и в чем они заключаются?
8. Назовите повреждения изоляторов и линейной арматуры.
9. В чем состоит метод измерения изоляторов измерительной штангой?
10. Каковы методы измерения сопротивления соединений проводов, какие приборы при этом применяются?
11. Как измеряется сопротивление заземления опор?
12. Назовите методы измерения габаритов до земли и пересекаемых объектов.
13. Каковы методы расчистки трасс от зарослей? Перечислите их преимущества и недостатки.

ГЛАВА V

РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ НА ПРОВОДАХ, ТРОСАХ И ИХ КРЕПЛЕНИЯХ К ОПОРАМ

§ 42. Замена проводов или тросов

Необходимость замены провода или троса на действующей линии может быть обусловлена значительными повреждениями провода (троса) от коррозии, потерей прочности в результате сильного гололеда и т. п. В некоторых случаях пропускная способность проводов вследствие роста электрических нагрузок оказывается недостаточной, тогда

заменяют провода на провод большего сечения. Замену проводов производят и при реконструкциях электросети.

Замена проводов и тросов состоит из следующих этапов: доставки на трассу нового провода, его раскатки, демонтажа старого провода, установки монтажных роликов, подъема и натяжки нового провода, перекладки провода из монтажных роликов в поддерживающие зажимы. В конкретных условиях отдельные этапы могут быть совмещены.

Провод и трос доставляют на трассу линии намотанными на барабаны или уложенными в бухты. Раскатку проводов можно производить различными методами в зависимости от конкретных условий производства работ. При небольшой длине участка замены раскатка провода ведется вручную с установленного на земле барабана или бухты. Барабан закрепляют на горизонтальной оси, установленной на козлах или специальном раскаточном станке. Этим обеспечивается свободное вращение барабана. Раскатку провода с бухт во избежание образования «баранок», перекручивания проводов и т. п. ведут с использованием вертушек. При раскатке с применением механизма (при значительной длине монтируемого участка) провод крепят к тяговому механизму с помощью такелажного троса и монтажного зажима.

Монтажные зажимы выпускают нескольких типоразмеров для разных марок проводов и при их использовании необходимо следить за соответствием марки зажима монтируемому проводу. Монтажный зажим (рис. 74, а, б) надевается на провод в любом месте. Провод сечением не более 70 мм² зажимается между плашками 1 зажима, усилие на которые передается от тягового троса, присоединяемого к тяге 2, через систему рычагов 3. Предварительное зажатие обеспечивается пружиной 4. Снятие зажима с провода осуществляют нажатием на выступ 5 нижней плашки. Зажатие проводов больших сечений происходит за счет конической формы наружной поверхности плашек 1, одеваемых на провод, и внутренней поверхности корпуса 6 зажима, в который входят плашки.

Раскатку проводов с использованием тяговых механизмов можно вести как со стоящего на месте барабана, так и с барабана, установленного на специальной раскаточной тележке, прицепе или в кузове автомашины. Если мощность механизма достаточна, можно раскатывать несколько проводов одновременно.

При раскатке проводов со стоящего на месте барабана последний устанавливают на расстоянии 15—20 м от опо-

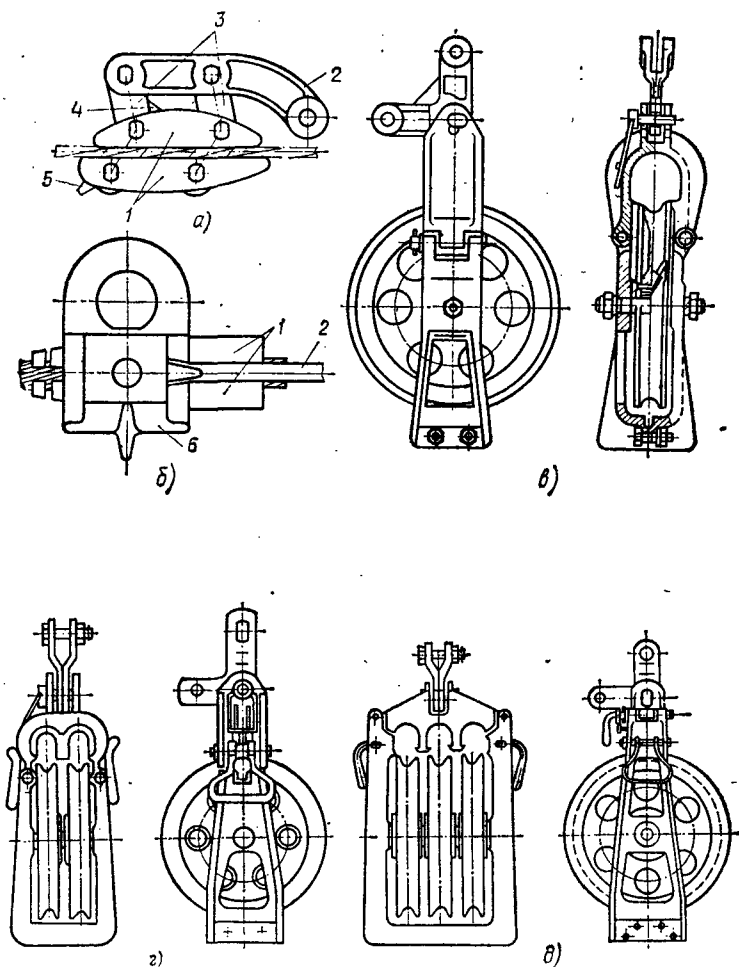


Рис. 74. Монтажные зажимы и подвесы:

а — монтажный зажим для проводов малых сечений, *б* — монтажный зажим для проводов средних и больших сечений, *в* — монтажный ролик, *г* — двухроликовый подвес, *д* — трехроликовый подвес

ры, ограничивающей участок, на котором производится замена провода, в сторону раскатки. Установку барабана выполняют так, чтобы при раскатке он вращался против стрелки, указанной на барабане, а провод при раскатке сходил с верха барабана. После прохождения конца провода на 20—30 м за следующую в направлении раскатки опору раскатку приостанавливают, провод укладывают в монтажный подвес (рис. 74, в, г, д), поднимают и закрепляют на этой опоре. Затем продолжают раскатку до следующей опоры.

Раскатка со стоящего на месте барабана не исключает повреждения провода в результате протаскивания его по земле. Поэтому при большой длине участка, на котором производится замена проводов, более целесообразно проводить раскатку с движущегося барабана. В этом случае с барабана сматывают вручную 20—25 м провода и закрепляют конец провода с помощью монтажного зажима за временный якорь или фундамент опоры. При перемещении барабана в направлении раскатки провод ложится на землю без протаскивания по ней. После перемещения барабана на 45—50 м за следующую в направлении раскатки опору провод с монтажным подвесом поднимают и закрепляют на этой опоре и потом продолжают раскатку.

В целях сокращения времени отключения линии для замены провода раскатку проводов можно проводить при работе линии со старым проводом. Тогда в процессе раскатки подъем проводов на опоры не производят, а у каждой опоры укладывают петли провода, которые в дальнейшем позволяют свободно производить подъем провода на опоры. Раскатку провода в этом случае производят с движущегося барабана, а временное крепление провода к якорю переносят после выкладки каждой петли в сторону раскатки.

Во время раскатки проводов необходимо внимательно наблюдать за ходом раскатки. Провод должен свободно, без задержек сходить с барабана или вертушки, протаскиваться по земле и проходить через монтажные ролики. При малейшем торможении провода раскатка немедленно прекращается до устранения причины торможения.

Замена проводов на действующей линии ведется целыми анкерными пролетами. Работу организывают таким образом, чтобы обеспечить быстрое включение линии в работу в случае аварийной необходимости. При демонтаже старого провода следует учитывать возможность использования его в дальнейшем для подвески на других линиях;

поэтому разрезать провод по возможности следует рядом со старыми соединительными зажимами.

При демонтаже провода с него снимают гасители вибрации, провод освобождают из-под плашек в поддерживающих зажимах и из плашек дистанционных распорок и опускают с промежуточных опор. При опускании с первой промежуточной опоры провод может остаться висеть в воздухе, не достигнув земли, или лечь на землю на очень незначительной части пролета (несколько метров). В этом случае на соседние опоры увеличится вертикальная нагрузка, что может привести к повреждениям этих опор. Поэтому до начала работ должна быть проверена возможность и допустимость возникновения такого режима по условию прочности опор, а в необходимых случаях следует принять специальные меры, предотвращающие возможные повреждения опор. Такими мерами могут быть соответствующий выбор первой опоры, с которой будет начато опускание проводов, гарантирующий опускание провода на землю на длине, примерно равной среднему пролету линии, или одновременное опускание проводов с двух соседних опор.

Шлейфы на анкерных опорах разрезают до начала опускания проводов с анкерных опор. При наличии в составе натяжной гирлянды монтажного звена его соединяют с такелажным тросом, проходящим через монтажный блок, укрепленный на траверсе. Трос натягивают с помощью тягового механизма так, чтобы можно было отцепить натяжную гирлянду от опоры. Провод с отцепленной гирляндой опускают на землю. Если монтажное звено в гирлянде отсутствует, то такелажный трос соединяют с монтажным зажимом, установленным на проводе вблизи гирлянды.

Опускание проводов с промежуточных опор можно выполнять как вместе с гирляндами, так и без них. При опускании проводов с гирляндами используются монтажные звенья в гирляндах или ваймы. Если провод опускают без гирлянды, то такелажный трос крепят непосредственно к проводу вблизи поддерживающего зажима с помощью хлопчатобумажного или капронового каната или специальных приспособлений.

Провод опускают и поднимают с помощью механизмов, а легкие провода — полиспастом. При большой массе демонтируемых или монтируемых проводов и недостаточном запасе прочности траверсы опускание или подъем провода с помощью механизмов производят так, чтобы вертикальные нагрузки, приложенные к концу траверсы, были

возможно меньше, для чего тяговый трос пропускают вдоль оси траверсы и далее вниз вдоль стойки или ствола опоры. Это достигают установкой отводных блоков возле точки крепления гирлянды, в месте крепления траверсы к стойке или стволу опоры и у основания опоры к ее фундаменту или специальному временному якорю (рис. 75).

Снятый с опор провод сматывают в бухты или наматывают на барабан.

Монтажные подвесы, служащие для подвески нового провода, крепят непосредственно на траверсах промежуточных опор или на поддерживающих гирляндах вместо поддерживающего зажима. Конструкция подвеса зависит от числа проводов в фазе. Для линий с расщепленными проводами применяют многороликовые подвесы (см. рис. 74, з, д). Монтажные подвесы для одиночных проводов в фазе выпускают нескольких типоразмеров, отличающихся диаметром ролика и радиусом желоба ролика. При выборе монтажного ролика необходимо следить за соответствием применяемого ролика марке монтируемого провода. В противном случае возможно повреждение провода в роликах в процессе монтажа.

После подъема раскатанного нового провода на промежуточные опоры на земле у одной из анкерных опор собирают натяжную гирлянду. Провод закрепляют в натяжном зажиме этой гирлянды, поднимают вместе с гирляндой на опору и крепят к ней.

Подъем провода на вторую анкерную опору, ограничивающую монтируемый пролет, производят без гирлянды изоляторов; монтажный ролик крепят непосредственно к траверсе рядом с местом крепления гирлянды.

Стрелы провеса проводов при натяжении определяют в соответствии с монтажными кривыми или таблицами в зависимости от температуры воздуха при монтаже. Монтажные кривые или таблицы составляются для провода каждой марки при различных климатических условиях и представляют собой зависимость стрелы провеса провода от длины пролета и температуры.

При пользовании монтажными таблицами или кривыми следует иметь в виду, что расчетные стрелы провеса и натяжение в проводах, по которым должна осуществляться натяжка проводов при определенной температуре воздуха для заданной марки провода зависят от способа монтажа провода и от того, находился ли используемый при монтаже провод ранее в эксплуатации. Это обусловлено тем, что при первоначальном натягивании новых проводов проис-

ходит более плотное прижатие отдельных проволок друг к другу, что обуславливает дополнительное удлинение провода в сравнительно короткое время после монтажа и изменение его стрел провеса. Кроме того, для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов характерно явление вытяжки провода в эксплуатации под действием тяжения по проводу вследствие некоторой текучести алюминия как материала. Причем вытяжка зависит от тяжения по проводу. В результате провод получает остаточные неупругие удлинения, приводящие к увеличению стрел провеса в процессе эксплуатации. Эти явления учитываются в проектах линий при составлении монтажных таблиц или кривых путем

некоторого увеличения монтажных напряжений и соответствующего уменьшения монтажных стрел против полученных расчетом, исходя из паспортных данных провода и нормируемых значений допускаемых напряжений в нем.

Поэтому при монтаже проводов, ранее находившихся в эксплуатации, в которых вытяжка уже произошла, не следует пользоваться монтажными таблицами или кривыми для новых проводов, обычно приводимыми в проектах линий, так как это приведет в перетяжке проводов и появлении в них напряжений, превышающих допускаемые. Для таких проводов можно пользоваться значениями напряжений, приведенными в расчете провода, и по ним определять монтажные стрелы при конкретных условиях монтажа.

При эксплуатации линий может возникнуть необходимость замены одного из проводов расщепленной фазы или подвеске дополнительного провода в фазу при переводе линии на повышенное напряжение. Если производят подвеску нового провода, необходимо исключить перераспределение напряжений в проводах в результате вытяжки нового провода, чтобы избежать возникновения в старых проводах напряжений, больше допускаемых. Это достигается предварительным натяжением провода до его подвески на линию. Провод натягивают таким образом, чтобы напряжения в нем на 10—20% превышали допускаемые, и оставляют в натянутом состоянии на 10—15 ч. В результате вы-

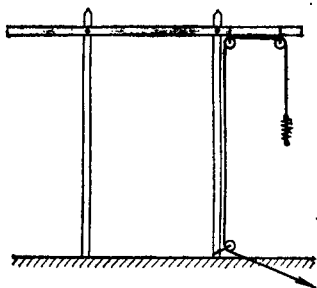


Рис. 75. Схема подъема проводов на опору при малом запасе прочности траверсы

тяжка провода практически полностью реализуется и его можно монтировать с теми же стрелами, которые имеются у остальных проводов линии в момент монтажа.

Измерение стрел провеса производят путем визирования положения провода по двум рейкам или другим методом (см. § 39). Если длина монтируемого анкерного пролета не превышает 3 км, то визирование производят в двух пролетах на противоположных концах монтируемого участка. Если анкерный пролет превышает 3 км, то визирование производят в трех пролетах, расположенных в каждой трети монтируемого участка. При длине анкерного пролета более 10 км монтаж провода сразу на всю длину анкерного пролета затруднителен и обычно выполняется по частям с устройством временных промежуточных якорей.

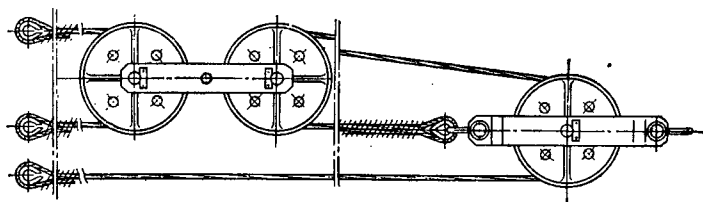


Рис. 76. Приспособление для одновременной натяжки трех проводов

Для одновременной натяжки трех проводов линии используют специальное приспособление (рис. 76), которое обеспечивает одинаковое тяжение по каждому из проводов и, следовательно, одинаковые стрелы провеса проводов. Визирование ведется по любому из проводов.

Обычно натяжку ведут вдоль оси монтируемого пролета. В условиях стесненной трассы, вблизи каких-либо пересечений натяжку можно вести и в другую сторону с использованием отводного блока.

При натяжке необходимо внимательно следить за прохождением провода через монтажные подвесы: появление значительных отклонений монтажных подвесов или поддерживающих гирлянд, к которым они прикреплены, свидетельствует о заедании провода в роликах. В этом случае натяжку необходимо приостановить и устранить причину заедания или заменить монтажный подвес. Натяжку ведут плавно, без рывков, и после отрыва провода от земли во всех пролетах скорость ее уменьшают во избежание перетяжки провода. Натяжку останавливают, когда провод поднимется выше линии визирования на 30—40 см, после

чего медленно опуская провод, стрелы провеса доводят до расчетных. Сигнал о прекращении натяжки подается монтером, производящим визирование стрелы провеса на противоположном от тягового механизма конце анкерного пролета. При доводке стрел провеса сигналы подаются всеми монтерами, производящими визирование. После доведения стрел провеса до расчетных провод выдерживают 10—15 мин, после чего проводят проверку стрел провеса в визируемых пролетах. После этого на проводе (или на тяговом тросе) краской, проволочным бандажом, бечевкой делают отметку на уровне места крепления натяжной гирлянды к траверсе опоры. Провод опускают на землю, производят комплектование гирлянды и монтаж натяжного зажима, место установки которого определяют путем откладывания строительной длины гирлянды изоляторов от отметки в сторону пролета. Далее каждый провод поднимают по очереди вместе с соответствующей натяжной гирляндой и закрепляют на анкерной опоре.

Перекладку проводов из монтажных роликов, если они крепились к гирляндам изоляторов, иногда сразу не производят, так как это связано с дополнительным простоем линии. В этих случаях ее выполняют при очередном отключении специальными бригадами из трех-четырех человек. Одновременно устанавливают гасители вибрации.

Следует, однако, иметь в виду, что длительное (более 5—7 дней) нахождение натянутых проводов на монтажных роликах может привести к их преждевременному износу. При нахождении на монтажных роликах провод в местах перегиба получает большие местные напряжения, чем в лодочках поддерживающих зажимов. Отсутствие гасителей вибрации, которые обычно устанавливают одновременно с перекладкой проводов, способствует развитию усталостных повреждений.

Особенно опасно длительное нахождение на монтажных роликах проводов с использованием алюминиевого сплава (марок АН, АЖ, АЖС). Большая хрупкость этого сплава приводит к усталостным повреждениям таких проводов значительно быстрее, чем алюминиевых или сталеалюминиевых проводов. Оставление на монтажных подвесах проводов расщепленной фазы не допускается, так как под действием ветра провода фазы соударяются и быстро повреждаются. Поэтому перекладку проводов расщепленной фазы и установку дистанционных распорок, как правило, выполняют сразу после окончания натяжки и закрепления проводов на анкерных опорах.

На линиях, проходящих в условиях с повышенной опасностью появления вибрации проводов, перекладка проводов должна выполняться в возможно короткие сроки после монтажа.

Если монтажные ролики крепились к траверсам опор, то после натяжки проводов на опоры подвешивают гирлянды изоляторов и провода перекладывают в поддерживающие зажимы. Концы старого и нового проводов на анкерных опорах соединяют термитной сваркой или временными плашечными болтовыми зажимами. По окончании монтажа проводов и тросов по всей линии проверяют габариты до земли и пересекаемых объектов.

Замену грозозащитных тросов производят, как правило, из-за их коррозии, поэтому использование старого троса исключается и при демонтаже его разрезают. Перекладка нового троса из роликов в поддерживающие зажимы ведется, как правило, без отключения линии.

Замену проводов на тупиковых линиях, длительное отключение которых невозможно, можно производить при поочередном отключении фаз линии. Такой метод работы носит название пофазного ремонта и производится с соблюдением ряда дополнительных правил техники безопасности по специальным инструкциям.

С соблюдением специальных требований правил техники безопасности производят также замену проводов или тросов при отключении одной из цепей двухцепной линии, когда вторая цепь находится под напряжением, а также вблизи других действующих линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше.

Строгое соблюдение правил техники безопасности необходимо также при работе на грозозащитных тросах без отключения линии. Перекладка троса и другие работы связаны с касанием к тросу, на котором наводится напряжение (на линиях 500 кВ достигающее 30—35 кВ). Для заземления троса в этих случаях применяют переносные заземления со специальными щтангами для их установки. Необходимо иметь в виду, что изолированные грозозащитные тросы постоянно находятся под высоким напряжением и прикосновение к ним при снятом заземлении приводит к поражению электрическим током.

§ 43. Ремонт отдельных участков провода

Объем ремонтных работ на проводах зависит от характера повреждений. При обрыве части проволок может быть установлен проволочный бандаж, ремонтная муфта или вырезан поврежденный участок провода и заменен новым.

В табл. 9 приведены рекомендуемые методы ремонта проводов и тросов в зависимости от числа оборванных проволок. Бандаж выполняют путем навивки вокруг провода концов оборванных проволок или отдельного куса проволоки из того же материала.

В качестве ремонтных муфт для проводов сечением до 240 мм^2 включительно применяют обычные овальные соединители, но предназначенные для соединения проводов на одну марку ниже ремонтируемого провода. Например, для ремонта провода АС-150 используется соединитель АС-120. При этом соединитель разрезают вдоль, его края разводят и надевают на поврежденный провод так, чтобы место обрыва проволок оказалось посередине ремонтной муфты (рис. 77, а). Один из краев муфты заводят на другой, на концах муфты устанавливают бандажи, препятствующие смещению муфты, после чего производят ее обжатие.

Ремонтные муфты для сталеалюминиевых проводов сечением 300 мм^2 и более (рис. 77, б) изготавливают из алюминия. Внутренний диаметр муфты соответствует диаметру соединителя для соответствующей марки провода. При установке ремонтной муфты на провод надевают корпус, устанавливают крышку и производят опрессование. В результате установки ремонтных муфт полностью восстанавливаются электрические характеристики и механическая прочность поврежденного провода.

При обрыве проволок провода у подвесного зажима их концы следует обрезать на расстоянии $0,5 \text{ м}$ от места обрыва. Вместо них вставляют куски проволоки длиной 1 м из провода той же марки, по концам которых устанавливают две ремонтные муфты. Если провод поврежден в нескольких поддерживающих зажимах в одном анкерном

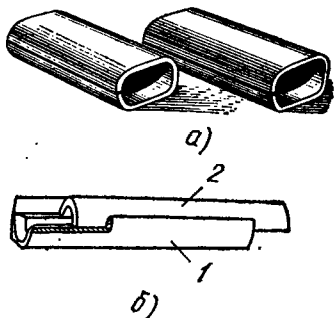


Рис. 77. Ремонтные муфты:

а — для ремонта проводов сечением до 240 мм^2 включительно, б — для ремонта проводов сечением 300 мм^2 и более; 1 — корпус, 2 — крышка

Таблица 9. Нормы отбраковки и методы ремонта проводов

Вид ремонта	Число прово- лок в целом проводе	Число обор- ванных про- волоков на дли- не до 15 м
1	2	3
Оборванные проволоки подогнать под один размер и на концах установить ремонтные муфты или проволоочные бандажи (из тех же проволок)	6—19 24—30 37—54 61—96	1 1—2 1—3 1—4
Оборванные проволоки подогнать под один размер, на поврежденном участке вплестн проволоки на одну меньше числа оборванных, после чего в местах обрыва проволок установить ремонтные муфты или зажимы	6—7 18—19 24—30 37—54 61—96	2 2—5 3—8 4—10 5—13
Поврежденный участок вырезать и установить соединители	6—7 18—19 24—30 37—54 61—96	3 6 9 11 14

Примечание. При местном повреждении проволок (вмятины на глубину, превышающую радиус проволоки) принимается, что три проволоки с местным повреждением соответствуют двум оборванным проволокам.

пролете, целесообразно произвести перемонтаж провода, чтобы поврежденные места попали в пролет. При этом на каждое поврежденное место устанавливают одну ремонтную муфту или соединитель. В конце анкерного пролета провод наращивается.

При повреждении провода на большой длине, в частности при появлении на проводе «фонарей» и «баранок», вырезают поврежденный участок провода. Провод вставки должен быть той же марки и иметь такое же направление верхнего повива, как и ремонтируемый. В противном случае произойдет постепенное раскручивание наружного повива вставки, появятся вспучивания и возможен обрыв провода. Длина вставки провода должна быть, не менее:

5 м	для проводов и тросов сечением до 50 мм ² включительно
10 м	» » » » 95 мм ² »
15 м	» » » » 185 мм ² »
30 м	» » » » 240 мм ² и более

Порядок работ по вырезке поврежденного провода устанавливается в соответствии с характером и величиной повреждения. Однако во всех случаях необходимо снять тяже-

ние с ремонтируемого провода. Обычно для этого провод опускают с одной или нескольких промежуточных опор, причем при этом тяжение по нему возрастает до того момента, пока провод не ляжет на землю. Поэтому при обрыве значительного числа проволок возможен обрыв провода. Такие случаи характерны для алюминиевых и медных проводов, так как прочность их при обрыве проволок снижается в большей степени, чем у сталеалюминиевых проводов. Во избежание обрыва иногда предварительно опускают провод в пролетах, смежных с поврежденным.

Если опустить провод предварительно в смежных пролетах по каким-либо причинам не удастся, то поврежденное место перед опусканием провода должно обязательно шунтироваться перемычкой из стального каната. Аналогичные меры необходимо принимать в случае повреждения стального сердечника сталеалюминиевых проводов.

При наличии на опорах, между которыми провод опускается на землю, поддерживающих выпускающих зажимов или зажимов с ограниченной прочностью заделки необходимо заглушить эти зажимы так, чтобы исключалось выпадение или проскальзывание провода в зажимах. Если возникающая при этом разность тяжений по проводам, действующая на промежуточные опоры, превышает допустимое значение, необходимо принять меры для предотвращения возможных повреждений опор, ближайших к месту выполнения работ. Это достигается установкой временных оттяжек к траверсам опор в сторону, противоположную возникающей разности тяжений. При опускании провода необходимо также помнить о возможности появления повышенных вертикальных нагрузок на опоры и предотвращать возможные повреждения опор (см. § 42).

При опускании проводов верхних фаз на линии с треугольным или вертикальным расположением проводов, а также при опускании грозозащитных тросов используют оттяжки (рис. 78). В качестве оттяжек используют хлопчатобумажные или капроновые канаты, стальные тросы или полиспасты. Выбор типа оттяжки, а также необхо-

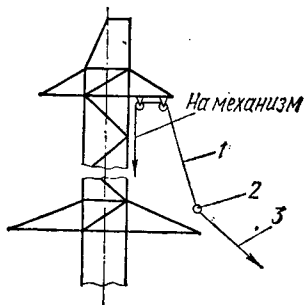


Рис. 78. Схема опускания провода верхней фазы:

1 — тяговый трос, 2 — провод, 3 — оттяжка

димось использования механизма для оттягивания провода зависят от усилия, которое должно быть приложено для оттягивания. Оно зависит от массы опускаемого провода, отклонения, которое необходимо, чтобы провод свободно прошел мимо расположенных ниже траверс и проводов, расположения оттягивающего монтера или механизма относительно опоры, с которой опускается провод.

Если немедленная вырезка провода оказывается невозможной, с автовышки без опускания провода устанавливается шунт, который закрепляют плашечными зажимами. Для шунта используют провод той же марки, что и поврежденный.

При вырезке провода длина вставки должна точно соответствовать длине вырезанного провода. Несовпадение этих длин ведет к регулировке стрел провеса и необходимости перемонтажа провода. До вырезки поврежденного участка провод стягивают в месте повреждения, для чего на проводе с обеих сторон от повреждения устанавливают два монтажных зажима, расстояние между которыми на несколько метров превышает длину вырезки.

Стягивание провода в зависимости от его сечения и условий работ на трассе производят с помощью полиспастов, тяжных болтов или лебедки автомашины. Полиспасты, тяжные болты и другие такелажные приспособления, применяемые для стягивания провода, выбирают по максимальному расчетному тяжению провода. После стягивания поврежденный участок провода вырезают, по нему определяют длину вставки и дают припуск на монтаж соединителей. Вставку соединяют с ремонтируемым проводом, освобождают стягивающие приспособления, снимают монтажные зажимы и провод подвешивают на опоры.

В отдельных случаях, если провод при монтаже был недотянут, вырезка провода может быть выполнена без вставки. При этом провод разрезают в месте повреждения и концы его соединяют соединителем.

Иногда опускание провода для вырезки поврежденного участка необязательно. Ремонт может быть произведен из корзины одной или двух автовышек с использованием для стягивания провода тяжных болтов.

Состав бригады при ремонте провода зависит от объема работ и условий их производства. Монтаж ремонтных муфт может производиться бригадой в составе производителя работ и одного-двух монтеров. При производстве ремонта провода с вырезкой поврежденного участка количество монтеров увеличивается до четырех — шести человек. Если

объем работ велик и работы ведутся в разных пролетах или на разных фазах, одновременно могут работать несколько бригад. Трудозатраты на одну вырезку поврежденного участка провода составляют: 8—13 чел·ч для линий с проводами сечением 185 мм² и менее, 13—27 чел·ч при проводах более крупных сечений.

Работы по ремонту проводов, как правило, производятся на отключенных линиях. Если работы связаны с разрезанием провода, то по обе стороны разрыва провод заземляется. При работах в зоне влияния другой линии напряжением выше 35 кВ или на одной цепи двухцепной линии, когда вторая цепь находится под напряжением, место разрезания провода предварительно шунтируют. Установка бандажей, ремонтных муфт и замена участков провода может производиться и под напряжением, при этом работы производят с изолирующих устройств (изолирующих площадок, лестниц или телескопических автовышек с изолирующим звеном), а концы разрезаемого провода обязательно шунтируются.

§ 44. Замена и ремонт проводов на пересечениях

Замена проводов на пересечениях линий электропередачи с другими линиями электропередачи или связи, с железными и шоссейными дорогами обычно связана с отключением линий и ограничением движения по дорогам. Следовательно, работы эти должны быть организованы так, чтобы нарушение работы пересекаемого объекта было минимальным. Поэтому замену проводов на пересечениях ведут с применением различного рода специальных «защит».

Защиту пересекаемых линий связи обычно осуществляют с помощью специально устанавливаемых столбов с горизонтальным брусом — «рогатки» или деревянных «ворот».

Замену проводов при пересечении других линий электропередачи можно вести как с отключением действующей пересекаемой линии, так и без ее отключения. Работы ведут без отключения, если монтируемые провода проходят под проводами действующей линии. Во избежание резкого подскока провода при натяжке на монтируемый провод в месте пересечения накидывают страхующие веревки, концы которых закреплены на земле. Если провода ремонтируемой линии проходят над проводами действующей, то отключение последней обязательно. В этом случае необходимо обеспечить перекидку раскатываемого провода через провода и

тросы действующей линии. Протаскивание провода непосредственно через висящие провода или тросы не допускается, так как возможно их повреждение. Перекидку можно осуществлять с использованием автовышки, в корзине которой монтер поднимается выше уровня проводов или тросов, и руками перепускает монтируемый провод. Автовышкой можно пользоваться вместо специальных «защит» и в других случаях, тогда на корзине автовышки укрепляется горизонтально деревянная доска или бревно.

Замена проводов на переходах через железные или шоссейные дороги обычно связана с остановкой движения. Если остановка движения возможна, то работы ведутся обычными методами. По обе стороны пересечения на шоссе выставляются монтеры, сигнализирующие о приближении транспорта и останавливающие его в случае необходимости. Кроме того, место работ на шоссе с обеих сторон ограждается знаками согласно указаниям автоинспекции. Если прекращение движения невозможно, то по обе стороны дороги устанавливают «защиты» такой высоты, чтобы лежащий на них провод или трос не препятствовал движению. Монтаж в этом случае целесообразно начинать с грозозащитного троса или, если трос не предусмотрен, с верхнего провода. Через монтажные раскаточные ролики протаскивают легкий направляющий трос или веревку, за ним такелажный тяговый трос, а затем провод. Чтобы избежать протаскивания провода по земле, барабан при раскатке притормаживают и провод провисает, не касаясь земли.

При работах на пересечениях с железными дорогами и шоссе необходимо присутствие на месте работ представителей администрации этих дорог и предварительное согласование с ними условий производства работ. Регулирование движения поездов может производиться только администрацией железной дороги.

При монтаже переходов каждый раскатанный провод нужно закрепить на своем месте прежде, чем начнется монтаж следующего.

В виде исключения допускается временное закрепление проводов, но оно должно быть надежным и исключать возможность произвольного отцепления провода.

Вырезку поврежденных участков на пересечениях в некоторых случаях производят без опускания всего провода. Если поврежденный участок расположен на небольшом расстоянии от анкерной опоры, ограничивающей пролет пересечения, то с автовышки в пролете устанавливают монтаж-

ный клиновой зажим на расстоянии от места повреждения, несколько большей высоты провода над землей в этом месте. Провод отцепляют от опоры, и поврежденный конец опускают на землю. Остальной участок провода удерживают в натянутом положении. Производят ремонт поврежденного участка, провод поднимают на опору и закрепляют на ней.

Ремонт небольших по длине повреждений можно производить с автовышки. Предварительно натяжную гирлянду на одной из опор удлиняют добавлением одного или двух изоляторов или специального промежуточного звена. Удлинение должно равняться поврежденному участку, подлежащему вырезке. Затем провод стягивают полиспастом в месте повреждения, вырезают повреждение, а концы провода соединяют между собой. Мелкий ремонт проводов на пересечениях (установку бандажей, ремонтных муфт) также производят с автовышек.

§ 45. Монтаж соединительных и натяжных зажимов

Соединительные и натяжные зажимы для сталеалюминиевых проводов с сечением алюминиевой части провода 240 мм² и более, а также сталеалюминиевые провода с отношением сечения алюминиевой части к сечению стального сердечника менее 1,5 при любом сечении провода монтируют с отдельным опрессованием стальной и алюминиевой частей провода.

Для обеспечения надежного и стабильного контактного соединения производят тщательную подготовку концов соединяемых проводов. Для этого концы соединяемых проводов выпрямляют, на них накладывают бандажи B_1 , предохраняющие провод от расплетания (рис. 79, а—г). Концы проводов ровно обрезают ножовкой или специальным приспособлением — тросорубом (рис. 80). Для обеспечения ровного и чистого среза провод закрепляют в матрице тросоруба с помощью плашки и винта с барашком. Тросоруб ударного действия и для полного разрезания проводов крупных сечений необходимо несколько ударов. Концы обрезанных проводов запиливают для удаления заусенцев.

Бандажи B_2 от бандажей B_1 (см. рис. 79, а) устанавливают на расстоянии, превышающем длину стальной части соединителя на 35 мм. На расстоянии 5 мм от этого бандажа в сторону соединяемого конца провода обрезают ножовкой и снимают алюминиевые проволоки. На расстоя-

нии 5 мм от конца стального сердечника провода устанавливают бандаж B_3 . Во избежание повреждения стального сердечника проволоки внутреннего повива надрезают только на половину их диаметра, а затем отламывают.

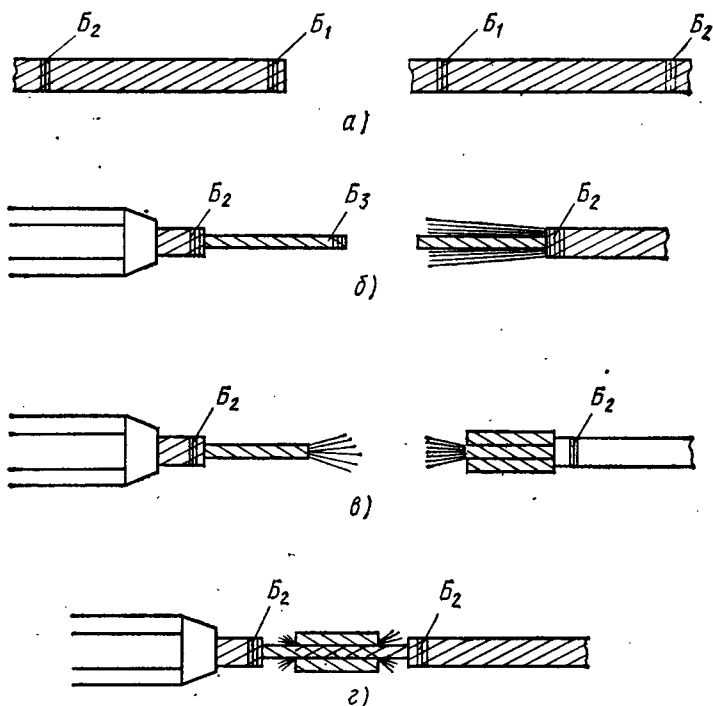


Рис. 79. Порядок операций (а—г) по подготовке провода к соединению прессуемым соединительным зажимом

Обнаженный стальной сердечник и концы проводов на длине контактной части соединителя, а также стальную часть соединителя и внутреннюю поверхность его корпуса очищают от смазки и загрязнений ветошью, смоченной в бензине. Затем ослабляют один из бандажей B_2 и на этот конец провода надвигают корпус соединительного зажима. Сдвинутый бандаж снимают и восстанавливают его на прежнем месте. На стальной сердечник одного из соединяемых проводов надвигают стальную часть соединительного зажима. Вводят в стальную часть соединителя стальной сердечник второго провода так, чтобы отдельные проволоки прошли между проволоками сердечника первого прово-

да в расплет. Концы всех проволок должны выходить с каждой стороны стальной части соединителя на 10—15 мм.

После этого стальную часть соединителя устанавливают в нижнюю матрицу пресса так, чтобы рабочая поверхность матрицы находилась посередине соединителя, а большая ось овала последнего была в вертикальном положении. В прессе устанавливают верхнюю матрицу и выверяют ее относительно нижней. Соединитель прессуют по всей длине от середины стальной части к концам. Если при опрессовании стальная часть соединителя погнулась, производят ее выправку специальными или рабочими матрицами.

После опрессования производят осмотр стальной части соединителя и измерение ее диаметра. Диаметр опрессованной стальной части соединителя должен отличаться от номинального диаметра матрицы не более чем на 0,2 мм. Если при осмотре дефекты не обнаружены (трещины, раковины в металле и др.), производят удаление заусенцев. При наличии дефектов соединение вырезают и монтируют вновь.

На смонтированную стальную часть соединителя и на длину контактной части алюминиевых повивов соединяемых проводов наносят тонкий слой технического вазелина или другой нейтральной смазки. Производят зачистку алюминиевых проволок наружного повива стальной щеткой до металлического блеска. После зачистки проводов их протирка запрещается.

На опрессованную стальную часть соединителя надвигают алюминиевый корпус так, чтобы его середина совпала с серединой опрессованной стальной части, и начинают опрессовку корпуса. Опрессовку ведут от рисок на корпусе по направлению к концам соединителя. Смонтированный соединитель осматривают, замеряют диаметр опрессованной части, который не должен превышать номинальный диаметр матрицы более чем на 0,3 мм. При отсутствии дефектов в случае необходимости производят выправку соединителя и удаляют заусенцы. Если диаметр опрессован-

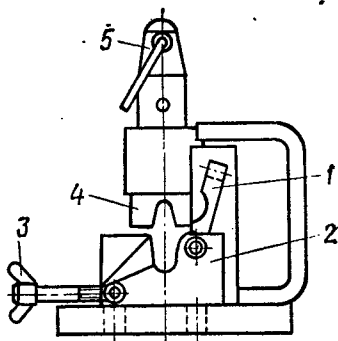


Рис. 80. Тросоруб:

1 — плашка, 2 — матрица, 3 — винт с барашком, 4 — режущая пластина, 5 — наковальня

ной части соединителя превышает норму, допускается его допрессовка. Если осмотр выявляет неустранимые дефекты, соединитель вырезают и монтируют вновь.

Монтаж неразъемного натяжного прессуемого зажима для сталеалюминиевых проводов ведут с отдельным опрессованием петлевой и линейной частей зажима. В линейной части опрессование стальной и алюминиевой частей ведут раздельно, а в петлевой части провод опрессовывают в целом. Подготовку концов провода к опрессованию натяжного зажима ведут так же, как при монтаже соединительного зажима.

Монтаж начинают с опрессования шлейфовой части зажима. Подготовленный для опрессования провод и внутреннюю поверхность корпуса зажима очищают от грязи, протирают смоченной в бензине ветошью и зачищают наружный повив провода под слоем технического вазелина на всей длине опрессования. Ослабляют бандаж, установленный на конце провода, и вводят последний в шлейфовую часть корпуса зажима так, чтобы конец провода на 10—15 мм не доходил до края отверстия, предназначенного для анкера. Бандаж затягивают у выхода провода из зажима. Производят опрессование в направлении от риски на зажиме к его концу. После окончания опрессования осматривают и замеряют опрессованную часть зажима. При необходимости ее выправляют и удаляют заусенцы.

Производят подготовку конца провода, монтируемого в линейную часть натяжного зажима, аналогично подготовке для монтажа соединителя. На проводе устанавливают второй бандаж на расстоянии от конца провода, равном 1,5—1,6 длины прессуемой части стального анкера зажима. Обрезают алюминиевые проволоки провода и устанавливают бандаж на стальном сердечнике провода. Очищают от грязи и смазки части провода и зажима, подлежащие опрессованию. Надвигают на провод корпус зажима с опрессованным проводом шлейфа. Стальной сердечник провода вводят до упора в анкер зажима и опрессовывают от проушины анкера к его концу. Производят осмотр, измерение, выправку и зачистку заусенцев опрессованного анкера. В случае отличия диаметра после опрессования от номинального диаметра матрицы более чем на 0,2 мм, а также при обнаружении дефектов, анкер бракуют, вырезают и производят опрессование нового анкера.

После окончания монтажа анкера зачищают под слоем технического вазелина алюминиевую часть провода, подлежащую опрессованию в линейной части корпуса зажима.

Корпус надвигают на анкер до упора и опрессовывают в направлении от риски к концу зажима. Во избежание повреждения шлейфовой части зажима в процессе эксплуатации под действием тяжения по проводу шлейфа перед опрессованием линейной части корпуса зажима необходимо обеспечить взаимное расположение плоскости проушины анкера и плоскости корпуса зажима в соответствии с чертежами гирлянды. На это следует обращать внимание, если обводка шлейфа осуществляется с помощью оттяжных или натяжных гирлянд изоляторов.

Опрессованный зажим осматривают, замеряют и выправляют. В необходимых случаях забракованный зажим вырезают и монтируют новый.

При монтаже прессуемых натяжных зажимов проходного типа на выправленный и обрезанный конец провода надвигают корпус зажима до того места, где он должен быть установлен. Предварительно место установки и сам зажим очищают от грязи и смазки. Опрессовывают линейную часть зажима в направлении от риски *I* (см. рис. 28, е) к концу. Затем корпус зажима вместе с проводом изгибают специальной гибочной матрицей так, чтобы угол между линейной и шлейфовой частями корпуса составлял 120° . Изгиб выполняют по риску *III*. Далее ведут опрессовку шлейфовой части зажима от риски *II* к концу.

Опрессованный зажим осматривают, замеряют, при необходимости выправляют или допрессовывают. После проверки на корпус накладывают траверсу зажима с тягами и стягивают ее болтом.

В последние годы разработан и начал применяться метод монтажа прессуемых соединительных и натяжных зажимов с использованием энергии взрыва. Таким способом монтируют зажимы в тех случаях, когда не требуется раздельное опрессование стальной и алюминиевой частей зажима, а также при монтаже алюминиевой части зажима после опрессования стальной части.

Для монтажа взрывом зажим и провод в месте его установки подготавливают так же, как и при монтаже зажима опрессованием. Установленный на место корпус зажима покрывается специальным защитным слоем толщиной 3—5 мм и обматывается двумя слоями детонирующего шнура. После поджигания конца шнура происходит взрыв и мгновенное опрессование зажима.

Во избежание случайного выпадения концов провода из зажима непосредственно перед взрывом их нужно скрепить между собой какими-либо временными связками или

скобами. Взрыв выполняется одновременно на всех частях зажима. Возможен одновременный взрыв на нескольких зажимах, расположенных в непосредственной близости друг от друга, например при монтаже многоцепной натяжной гирлянды для проводов расщепленной фазы.

Установка ремонтных муфт на проводах выполняется аналогично установке соединительных зажимов. В месте обрыва проволок производят очистку от загрязнений не только наружного повива провода, но и следующих под оборванными проволоками повивов. Для этого оборванные проволоки отгибают на длине в 1,5—2 раза большей длины устанавливаемой ремонтной муфты. После очистки провода смоченной в бензине ветошью производят зачистку проволок под слоем технического вазелина, отогнутые проволоки укладывают на место и устанавливают ремонтную муфту. Производят ее опрессование или обжатие в зависимости от конструкции применяемой муфты. Опрессование ремонтных муфт на проводах больших сечений можно также выполнять взрывом.

При монтаже болтовых прессуемых зажимов и шлейфовой части разъемных натяжных прессуемых зажимов совместно опрессовывается стальная и алюминиевая часть провода. Опрессование производят от лапки зажима к проводу.

Зажимы на стальных тросах монтируют так же, как стальную часть соединительных и натяжных зажимов для сталеалюминиевых проводов.

Монтаж клиновых и болтовых натяжных зажимов ведется без разрезания провода. Поэтому подготовка провода к монтажу зажима сводится только к очистке его от загрязнений. Поскольку один и тот же тип клинового зажима служит для монтажа большого диапазона марок проводов с использованием различных клиньев, перед установкой зажима на провод необходимо убедиться, что номер клина зажима соответствует монтируемой марке провода. Необходимо убедиться также в отсутствии видимых дефектов корпуса и клина зажима: наплывов, трещин, раковин и т. п.

В клиновом зажиме НК-1, который применяется для алюминиевых и медных проводов сечением от 16 до 95 мм², провод с помощью клина прижимается к низу корпуса зажима. Между корпусом зажима и проводом при монтаже алюминиевых проводов устанавливается алюминиевая прокладка. Перед укладкой провода в зажим клин из послед-

него удаляется, а после укладки — вставляется со стороны проушины и заклинивается лёгким ударом молотка.

В зажиме НКК-1, который применяется для сталеалюминиевых проводов с сечением алюминиевой части от 10 до 50 мм² и стальных проводов и тросов сечением от 25 до 50 мм², провод, образуя петлю вокруг клина, прижимается к верхней и нижней поверхностям корпуса зажима. При монтаже сталеалюминиевых проводов по этим поверхностям устанавливают две алюминиевые прокладки.

Провод или трос вводят в корпус зажима, из которого перед этим удалены клин и палец. Корпус зажима передвигается далее того места, где он должен быть установлен. Затем провод отгибают вокруг клина, зажима, установленного так, чтобы место выхода провода из зажима соответствовало отметке, нанесенной на провод при визировании. Стальные провода и тросы обкатываются вокруг клина с помощью специального приспособления (рис. 81). Затем свободный конец провода пропускают через корпус зажима и корпус надвигают на клин. Окончательное заклинивание провода происходит после натяжения провода при подвеске гирлянды.

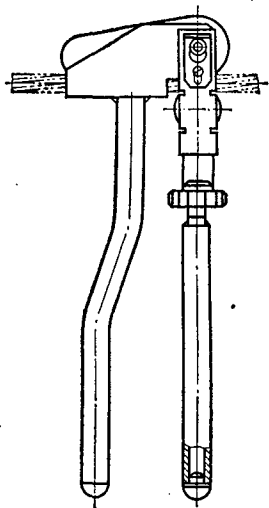


Рис. 81. Станок для обкатки тросов по клиньям зажима НКК-1

Болтовые натяжные зажимы, используемые для алюминиевых и медных проводов сечением от 120 до 300 мм² и сталеалюминиевых проводов с сечением алюминиевой части от 70 до 240 мм², перед монтажом освобождают от плашек и пальца из проушины. Установку зажима на проводе выполняют так, чтобы длинная его часть с болтами была направлена в сторону шлейфа. При установке зажимов на алюминиевые или сталеалюминиевые провода между корпусом зажима и проводом устанавливают алюминиевую прокладку. Зажим устанавливают на провод в необходимом месте, накладывают плашки и затягивают их болтами.

Опрессование зажимов производят с помощью гидравлических прессов МИ-2А, ПОА-200 и др. Пресс МИ-2А состоит из следующих основных частей (рис. 82): собствен-

но пресса 5 с захватами для установки матриц и заглушкой, препятствующей разгибанию захватов во время опрессовки; плунжерного насоса 3 с ручным приводом; бака 2 для рабочей жидкости; вентиля 4 для спуска рабочей жидкости (веретенного масла) из пресса в бак; трубопровода 1, соединяющего насос с прессом. На раме агрегата, снабженной рукоятками для переноса, смонтирован также ящик 8 для инструмента и запасных частей.

Пресс комплектуют матрицами для монтажа зажимов на проводах различных марок. Матрицы состоят из верхней 6 и нижней 7 частей. Соответствующие части матрицы имеют одинаковый номер. На матрицах указывают диаметр их отверстия. Перед монтажом проверяется отсутствие повреждений пресса, целостность трубопровода, затяжка штуцеров, наличие рабочей жидкости в баке.

При заливке в пресс через специальное отверстие рабо-

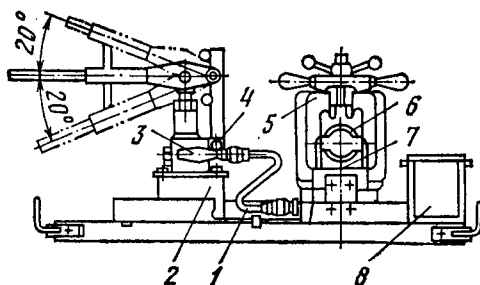


Рис. 82. Гидравлический пресс МИ-2А

чей жидкости плунжер и поршень пресса устанавливают в нижнее положение, а вентиль открывают. После заливки производят прокачивание жидкости при открытом вентиле в течение 1—2 мин. Перед установкой матриц проверяют диаметр отверстия. Увеличение отверстия более чем на 0,2 мм не допускается.

При опрессовании зажима нижнюю матрицу, соответствующую марке зажима, устанавливают на столике пресса, зажим помещают в матрицу, устанавливают верхнюю матрицу, боковые накладкой которой должны входить в пазы нижней. Поршень пресса переводят в нижнее положение, матрицы с зажимом вдвигают в рабочую полость, устанавливают и закрепляют заглушку пресса. Опрессование прекращают, когда зазор между матрицами, измеренный специальным щупом, не превышает 0,1 мм. Затем открывают

вентиль, поршень осаживают и зажим передвигают для следующего опрессования; матрицы при каждом следующем опрессовании должны перекрывать на 5—6 мм опрессованный участок.

Овальные соединители соединяют провода внахлест. Монтаж сталеалюминиевых проводов ведется без разделения стальной и алюминиевой частей. Провода и соединитель готовят к монтажу аналогично подготовке прессуемых соединителей.



Рис. 83. Соединение проводов методом скрутки

Выпрямленные и обрезанные концы соединяемых проводов на длине не менее 1500 мм тщательно очищают от грязи и смазки смоченной в бензине ветошью и зачищают до блеска под слоем технического вазелина. Затем снимают ранее установленные бандажки и вводят концы проводов в овальный соединитель с разных сторон. Концы соединяемых проводов должны выходить из соединителя на 80—100 мм, а если предусматривается последующая сварка проводов — на длину, позволяющую осуществить сварку в виде петли или шунта. При соединении сталеалюминиевых проводов с сечением алюминиевой части от 120 до 185 мм² между соединяемыми проводами устанавливают алюминиевый вкладыш, который предварительно очищают от грязи и зачищают до блеска под слоем технического вазелина.

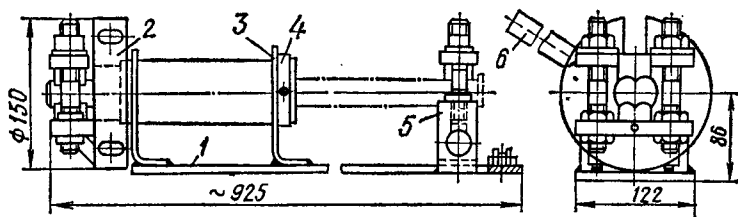


Рис. 84. Приспособление для закручивания соединителей:

1 — корпус, 2 — передняя головка, 3 — движок, 4 — упор, 5 — задняя головка, 6 — рычаг

На выступающие концы проводов накладывают бандажки. Соединитель устанавливают в приспособление для скручивания так, чтобы концы соединителя выходили за плашки не более чем на 10 мм, затем производят скручивание соединителя.

Соединители, монтируемые скручиванием, в настоящее время применяют для алюминиевых проводов сечением

от 16 до 185 мм², сталеалюминиевых — от 10 до 185 мм², стальных — от 5 до 95 мм². При этом концы соединяемых проводов и овальный соединитель оказываются закрученными по спирали (рис. 83). Приспособление для закручивания соединителя (рис. 84) состоит из корпуса 1 с двумя головками, имеющими зажимы для закрепления овального соединителя. Передняя головка 2 может вращаться вокруг оси соединителя, а задняя 5, невращающаяся, скользит по направлению оси соединителя. На корпусе имеются два выступа, на которые наступает монтер и удерживает корпус при вращении поворотной головки. Вращение головки производят рукояткой, которую вставляют в специальные углубления. Осевое перемещение невращающегося зажима компенсирует уменьшение длины соединителя при его закручивании. Монтаж соединителей с помощью описанного приспособления ведут один-два монтера. Скрутка соединителя должна производиться в направлении свивки проводов.

По окончании скрутки соединитель освобождают от плашек, вынимают из приспособления и осматривают. Если число оборотов соединителя окажется менее 4—4,5, его вновь устанавливают в приспособление и докручивают. При обнаружении на поверхности соединителя трещин или разрывов его необходимо вырезать и смонтировать новый.

При монтаже болтовых соединителей их предварительно очищают от коррозии и грязи, контактные поверхности смазывают техническим вазелином. Аналогично подготавливают провода в месте установки соединителя. После этого провода устанавливают в соединитель и стягивают его части болтами. На каждом болте обязательно должна быть установлена упругая шайба. Боковые поверхности болтового соединителя закрашивают атмосферостойкой краской.

Монтаж натяжных и соединительных зажимов выполняет бригада из двух человек. Трудозатраты на монтаж одного прессуемого зажима в зависимости от типа зажима, марки монтируемого провода и применяемого инструмента составляют от 21,2 до 3,8 чел·ч. Трудозатраты на монтаж соединителя скручиванием составляют 0,7—1 чел·ч.

§ 46. Термитная сварка проводов

Термитная сварка проводов является простым и надежным способом их соединения, качество которого зависит от тщательности соблюдения технологии сварки. Термит-

ная сварка проводов состоит из следующих основных этапов: подготовки проводов к сварке, сварки проводов и контроля качества соединения.

Подготовка проводов к сварке включает обезжиривание, зачистку, выпрямление концов проводов, наложение на них бандажей, оторцевание и запиловку заусенцев.

Подготовка концов проводов к сварке начинается с их обезжиривания бензином, ацетоном или каким-либо другим растворителем.

При высокой температуре горения термитной массы происходит сгорание частиц грязи и смазки, которой покрыты свариваемые провода. Выделяющиеся при этом газы образуют пузырь и каверны, снижая тем самым качество соединения. Особенно большое количество смазки имеется на новых сталеалюминиевых проводах. После обезжиривания концы проводов должны высохнуть. При отсутствии растворителя смазку выжигают паяльной лампой или факелом из ветоши.

Однако и в том и в другом случае между жилами провода остаются частицы грязи, смазки, пленки оксидов, которые могут ухудшить качество сварного соединения. Для их удаления провод зачищают специальной щеткой.

Выпрямление проводов производят для обеспечения их соосности при установке в приспособление для сварки во избежание задержки проводов в кокиле термитного патрона.

Наложение бандажей позволяет произвести правильное оторцевание, имеющее особенное значение для сталеалюминиевых проводов. При недостаточно тщательном оторцевании первыми придут в соприкосновение стальные сердечники проводов, алюминий расплавится и стечет в нижнюю часть соединения, в верхней части сварка не произойдет.

Оторцевание проводов производят ножовкой или специальным приспособлением — тросорубом, устройством для резки проводов; образующиеся при оторцевании заусенцы зачищают.

Термитную сварку проводов производят в специальных приспособлениях, различных по конструкции, но в любом случае обеспечивающих надежное закрепление концов свариваемых проводов, достаточные усилия подачи проводов навстречу друг другу при сварке, равномерную подачу обоих свариваемых проводов, предотвращающих перекосы проводов относительно друг друга.

Приспособление для термитной сварки проводов сечением 35—240 мм² (рис. 85) состоит из направляющей скалки 2 с установленными внутри нее двумя втулками 3. Втул-

ки имеют противоположное направление резьбы и могут перемещаться вдоль оси скалки. Втулки соединены между собой винтом с маховичком 1 на свободном конце. На скалке установлены два кронштейна 4, которые соединены с втулками с помощью пальцев, расположенных в пазах скалки. На каждом кронштейне имеется зажим 6 для закрепления свариваемых проводов. В средней части скалки имеется корпус 7 с защитным щитком 5 и струбциной 8. С помощью струбцины приспособление перед началом сварки закрепляется в горизонтальном положении.

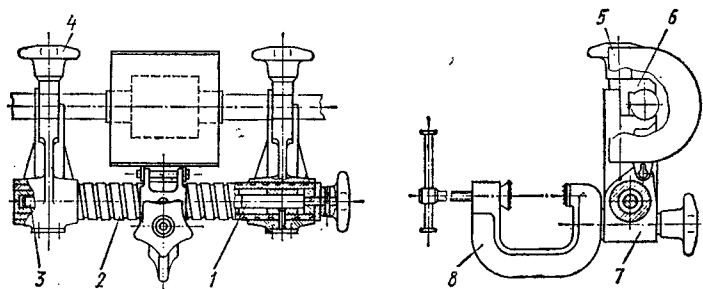


Рис. 85. Приспособление для термитной сварки проводов

Термитные патроны для сварки алюминиевых и сталеалюминиевых проводов изготавливаются в соответствии с ГОСТ 18492—78. Патроны маркируются по сечению алюминиевой части проводов, для сварки которых они предназначены. Так, патрон ПАС-150 предназначен для сварки проводов А150, АС150/19, АС150/24, АС150/34 и указанных проводов с проводами меньших сечений. При этом пустоты между кокилем термитного патрона и проводом меньшего сечения перед началом сварки заполняются кусками алюминиевой проволоки. В табл. 10 приведены значения внутреннего диаметра кокилей термитных патронов и соответствующая максимальному значению диаметра свариваемых проводов минимальная разрушающая нагрузка сварного соединения. При сварке проводов с наружным диаметром, меньше приведенного в табл. 10 более чем на 2 мм, а также при сварке алюминиевых проводов минимальная разрушающая нагрузка сварного соединения должна быть не менее 50% приведенной в таблице. Наружный диаметр свариваемых проводов всегда должен быть меньше внутреннего диаметра кокиля во избежание односторонней

Таблица 10. Характеристика термитных патронов

Тип патрона	Внутренний диаметр кокиля, мм	Минимальная разрушающая нагрузка соединения, кН	Тип патрона	Внутренний диаметр кокиля, мм	Минимальная разрушающая нагрузка соединения, кН
ПАС-16	6	1	ПАС-150	18,2	7
ПАС-25	7	1,5	ПАС-185	20,3	8
ПАС-35	8,7	2	ПАС-240	22,7	11
ПАС-50	10,2	2,5	ПАС-300	26,7	13
ПАС-70	12,5	3	ПАС-400	30,5	18
ПАС-95	14,8	4,5	ПАС-500	31,7	18
ПАС-120	16,2	5,5	ПАС-600	34,8	20

или недостаточной подачи проводов в зону сварки в процессе монтажа соединения.

Непосредственно перед использованием в термитных патронах, предназначенных для сварки сталеалюминиевых проводов с сечением алюминиевой части 120 мм² и более, просверливают отверстие диаметром 3—4 мм по центру термитной массы на всю ее глубину до вкладыша. Это отверстие служит для выхода газов, образующихся в процессе горения термитной массы, и способствует получению качественного сварного соединения. Отверстие необходимо просверливать с той стороны, где расположен разрез кокиля.

Операции при сварке производят в следующем порядке. Концы проводов вставляют в кокиль термитного патрона и закрепляют в зажимах приспособления, пружины которого предварительно заводят. При этом термитный патрон должен быть повернут разрезом кокиля и отверстием в термитной массе кверху. У концов кокиля производят подмотку проводов шнуровым асбестом, устанавливают ограничители односторонней подачи, зажигают термитный патрон. Во время горения термитного патрона происходит расплавление вкладыша и алюминиевых проволок свариваемых проводов. Полностью вкладыш расплавляется к моменту окончания горения термитной массы и в это время заканчивается подача проводов в кокиле навстречу друг другу. После полного сгорания и остывания патрона одновременно остывает и затвердевает расплавленный металл, происходит сварка проводов. Затем сбивают сгоревшую термитную массу, при сварке алюминиевых или сталеалюминиевых проводов снимают кокиль, провод вынимают из

приспособления, сварное соединение зачищают кардощеткой, проверяют качество выполненного соединения.

К ухудшению сварки приводит недостаточно надежное закрепление проводов в приспособлении, так как вместо подачи проводов в зону сварки может произойти их проскальзывание в зажимах приспособления. Подмотку проводов асбестовым шнуром производят для предотвращения вытекания расплавленного металла из кокиля. Однако она не предохраняет от вытекания металла при наклонном положении свариваемых проводов.

Качественная сварка достигается только при равномерной подаче в зону сварки обоих проводов. Причинами односторонней подачи могут быть неравномерное расплавление вкладыша патрона или заедание одного из проводов в кокиле, поэтому при установке патрона провод должен проходить в кокиль без заедания.

В случае заедания одного из проводов или недостаточной подачи под действием пружины осуществляется дополнительно ручная подача. Для контроля равномерной двусторонней подачи устанавливают ограничители на расстоянии от конца кокиля на 2—5 мм больше половины высоты вкладыша патрона. Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов сечением до 185 мм² принимается 5 мм, для остальных проводов — 2 мм.

После установки ограничителей пружины приспособления снимают с предохранителей, концы проводов оказываются под сжимающим усилием пружин и зажигают патрон с той стороны, где термитная масса менее плотная. Эта сторона отмечается краской или ярлыком, но может быть определена и на ощупь. Зажигание патрона со стороны плотной массы может вызвать раскалывание термитной массы и привести к дефекту сварки.

Качество сварного соединения сразу же после сварки проверяют осмотром. Соединение считается удовлетворительным, если отсутствует неприваривание или пережог отдельных проволок наружного повива провода. Не должны отламываться отдельные проволоки в результате нескольких перегибов выполненного соединения руками, не допускаются прогорания медного кокиля при сварке медных проводов, а также усадочные раковины глубиной более $\frac{1}{8}$ диаметра провода для проводов мелких сечений и более 6 мм для проводов сечением 150 мм² и более.

Дефекты сварки выявляют также при контрольном измерении сопротивления контактов. Как показывает опыт, не все дефекты сварки выявляются сразу после монтажа.

Имелись случаи обрыва проводов в месте сварки в процессе эксплуатации. Причинами дефектов являются помимо указанных выше нарушений технологии сварки неудовлетворительное качество термитных патронов, хранение патронов в сырых, нерегулярно отапливаемых помещениях, неблагоприятные атмосферные условия при сварке — сильный ветер, дождь.

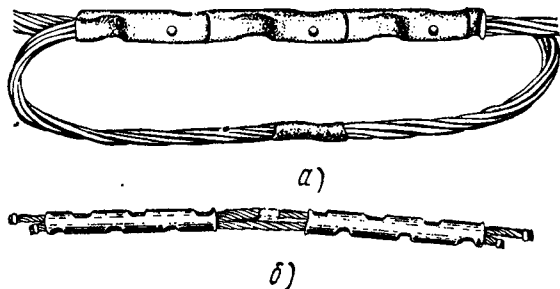


Рис. 86. Сварные соединения проводов в пролетах:
а — с петлей, б — с шунтом

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» соединения проводов должны иметь механическую прочность не менее 90% прочности целого провода. Термитная сварка, как правило, не может обеспечить такой прочности. Поэтому при соединении в пролетах линий сталеалюминиевых проводов с сечением алюминиевой части менее 240 мм^2 , а также алюминиевых и медных проводов средних и малых сечений для обеспечения механической прочности устанавливают овальные соединители, а стабильный электрический контакт обеспечивает термитная сварка.

Большое распространение на действующих линиях получил способ соединения медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, представленный на рис. 86, а. Свариваемые концы проводов пропущены через овальный соединитель так, чтобы они выступали из соединителя не менее чем на $\frac{3}{4}$ его длины. Концы проводов сваривают термитным патроном. Этот способ позволяет в условиях эксплуатации выполнить наглядное, легко контролируемое сварное соединение. Однако при монтаже новых линий он малопригоден, так как петля провода не проходит через монтажный ролик и для соединения проводов таким способом приходится после опрессовки соединителя подвязывать концы проводов, а сварку их производить с автовышки после натяжки проводов. Поэтому при монтаже новых линий при-

меняется соединение проводов, изображенное на рис. 86,б.

На концы проводов надевают два овальных соединителя, провода сваривают, затем параллельно сварному соединению устанавливают вставку длиной не менее трехкратной длины соединителя и производят монтаж овальных соединителей. Провод в месте сварки должен быть несколько ослаблен, с тем чтобы механическая нагрузка воспринималась вставкой. Такое соединение проходит через монтажные ролики, но оно является более трудоемким, так как монтируются два соединителя.

Термитная сварка в пролетах проводов больших сечений не нашла широкого применения. В шлейфах анкерных опор механическая прочность термитной сварки достаточна для проводов любых сечений и дополнительные соединители не устанавливают.

Термитную сварку проводов производят в соответствии с общими требованиями правил техники безопасности. Однако высокая температура при горении термитной массы вызывает необходимость соблюдения дополнительных мер безопасности. К выполнению сварки могут быть допущены только те лица, которые обучены приемам сварки и могут выполнять эту работу самостоятельно. Термитную сварку выполняют монтеры, обязательно в темных защитных очках. Во время сварки запрещается приближать лицо к термитному патрону на расстояние менее 0,5 м. Горящий и неостывший патрон нельзя трогать и поправлять руками. Сбивание сгоревшей термитной массы необходимо выполнять легкими ударами от себя только после ее охлаждения. При выполнении работы следует исключить случайное попадание горячих частиц массы или горящих термитных спичек на легко воспламеняющиеся и горючие предметы. Тушить загоревшийся термитный патрон можно только песком или пенным огнетушителем. Применение воды для этой цели недопустимо.

Работы по термитной сварке проводов выполняют бригады из двух электромонтеров. В необходимых случаях им может быть передана телескопическая вышка с шофером. Трудозатраты на выполнение одного соединителя в зависимости от марки соединяемых проводов составляют 0,9—1,6 чел·ч.

§ 47. Установка разрядников

Установку разрядников производят в соответствии с проектом грозозащиты объектов электросетей. В нем указывают, на каких опорах каждой линии электропередачи

должны быть установлены трубчатые разрядники, типы и величины внешних искровых промежутков разрядников на линиях различных напряжений, величины сопротивлений заземлений каждого комплекта разрядников.

Разрядники устанавливают на опоре в соответствии с чертежом и надежно закрепляют во избежание срыва их при работе, а также изменения величины внешнего искрового промежутка.

Отклонения внешних искровых промежутков от указанных в проекте грозозащиты допускаются не более $\pm 10\%$, а для разрядников, установленных на концевых опорах линий или на порталах подстанций, — не более $\pm 5\%$. Заземление следует надежно присоединить к лапе разрядника.

При работе разрядника у открытого конца трубки образуется зона выхлопа электропроводящих газов

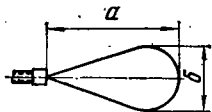


Рис. 87. Зона выхлопа трубчатого разрядника:

$a = 1,5 \div 3,5$ м, $b = 1,0 \div 2,5$ м

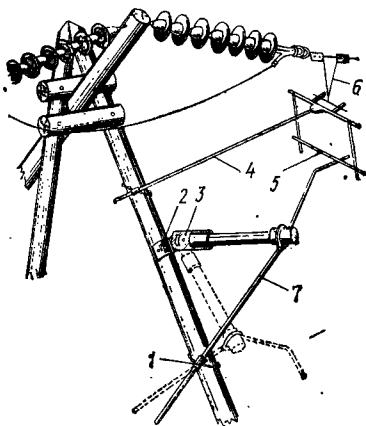


Рис. 88. Установка разрядников на линии, находящейся под напряжением:

1 — держатель, 2 — хомут, 3 — планка разрядника, 4 — штанга, 5 — габаритник, 6 — электрод для подвески габаритника, 7 — штанга с поворотной головкой

(рис. 87), размер которой зависит от напряжения и типа разрядника. Попадание газов на провода соседних фаз может вызвать междуфазное короткое замыкание. При правильной установке зоны выхлопа разрядников, установленных на разных фазах, не совпадают. Попадание в зону выхлопа разрядника заземленных частей опор, скопление влаги в трубке разрядника также вызывают отказ его в работе.

Во избежание повреждения разрядника при замерзании накопившейся в трубке влаги разрядник устанавливают под наклоном не менее 15° к горизонту открытым концом вниз. При перевозке и установке разрядников нужно тщательно оберегать лаковый покров трубки от механических повреждений.

Установку разрядников на отключенной линии производят в соответствии с общими требованиями правил техники безопасности.

Установку разрядников на линии, находящейся под напряжением, производят только при установке их на створе опоры в соответствии со специальными требованиями правил техники безопасности и инструкций. Установка трубчатых разрядников на траверсах под напряжением категорически запрещается.

Удаление или приближение внешнего электрода разрядника к проводу производят с помощью специальных изолирующих штанг (рис. 88). При внешнем искровом промежутке разрядника на линиях 35—110 кВ менее 400 мм пользуются специальными ограничителями-габаритниками из изоляционного материала.

Габаритник подвешивают на провод линии с помощью штанги из изолирующего материала. На анкерных опорах габаритник навешивают на специальный стальной электрод, закрепляемый на проводе и являющийся вторым электродом внешнего искрового промежутка разрядника. На уровне нижней рейки габаритника к опоре с помощью хомута для деревянных опор или консоли для металлических опор крепят разрядник, трубка которого опущена вниз. Вблизи нижнего конца трубки с помощью держателя устанавливают штангу с поворотной головкой.

Монтер, находясь на опоре ниже держателя, штангой подводит разрядник вплотную к габаритнику и закрепляет штангу в этом положении. После этого разрядник крепят к хомуту или консоли болтами. Снятие разрядника производят в обратном порядке, но установка габаритника в этом случае необязательна.

Установку разрядников на отключенной линии производит бригада в составе двух-трех, а под напряжением трех-четырех человек. Все крепежные детали готовят заранее.

§ 48. Установка гасителей вибрации и дистанционных распорок

В процессе эксплуатации линии гасители вибрации устанавливают при появлении значительных повреждений проводов или тросов от вибрации или на основании записей вибрографов, а также при восстановлении повреждений проводов линии и самих гасителей.

Таблица 11. Параметры гасителей вибрации

Номинальное сечение проводов или тросов, мм ²		Основные размеры гасителя вибрации				
алюминиевых сталеалюминиевых	стальных	диаметр груза, мм	длина груза, мм	масса груза, кг	диаметр троса, мм	длина гасителя, мм
70	—	46	103	0,8	9,0	350
95	—	46	103	0,8	9,0	400
—	70, 95	58	130	1,6	11,0	400
240	—	65	143	2,4	11,0	500
300—500	—	73	162	3,2	13,0	600

Расстояние от середины гасителя вибрации до места выхода провода из поддерживавшего или натяжного зажима зависит от марки провода линии и климатических условий прохождения трассы (см. § 10). Это расстояние составляет 50—65 см для проводов сечением до 70 мм² и 150—170 см для проводов больших сечений. Отклонение расстояния от гасителя вибрации до зажима при установке от расчетных для данной линии допускается не более ± 25 мм. Если в процессе работы линии гаситель вибрации сместится от установленного положения на большую величину, то его необходимо передвинуть на место или на его место установить новый.

Установку гасителей вибрации можно производить как на отключенной линии, так и под напряжением. Установку гасителей вибрации на проводах линии, находящейся под напряжением, выполняют с использованием изолирующих устройств — автовышек с изолирующим звеном, изолирующих лестниц и т. п. Установку гасителей вибрации на грозозащитных тросах во всех случаях можно выполнять без использования изолирующих устройств. Однако изолированные грозозащитные тросы при производстве работ должны быть заземлены, а при выполнении работ на линии, находящейся под напряжением, необходимо соблюдать специальные требования правил техники безопасности.

Тип гасителя вибрации, устанавливаемого на проводе или грозозащитном тросе, должен точно соответствовать марке провода или троса. Проверка соответствия может быть осуществлена с использованием данных, приведенных в табл. 11.

Для установки гасителя вибрации (см. рис. 15,б) снимают болт 1 из захватов 2, провод вводят в захват и последний стягивают болтом. Работу на проводах малых сечений, где расстояние от гасителя до зажима невелико, можно производить с траверсы или стойки опоры. На проводах больших сечений это затруднительно. В этих случаях целесообразно использовать автовышки.

Замена или установка дистанционных распорок на проводах расщепленной фазы производится при повреждении распорок или при выпадении выпускающих распорок в результате обрыва одного или нескольких проводов фазы. Замена или установка единичных распорок может производиться из корзины телескопической вышки. В тех случаях когда установка распорок с помощью вышки невозможна, установку производит монтер из специальной тележки, на которой он передвигается по проводам расщепленной фазы. Тележку целесообразно использовать также при установке распорок на всей длине пролета между опорами.

§ 49. Замена изоляторов и арматуры

Замену изоляторов можно производить как с отключением линии, так и под напряжением.

На линиях 35—110 кВ замену изоляторов поддерживающих гирлянд производят с траверсы или со стойки опоры. На отключенной линии провод подтягивают к траверсе с помощью хлопчатобумажного каната, перекинутого через неподвижный блок, установленный вблизи точки крепления заменяемой гирлянды, или при значительной массе пролета провода с помощью полиспаста. Усилие, необходимое для подтягивания провода, создается вручную, одним-двумя монтерами или с помощью тягового механизма. Провод подтягивается так, чтобы монтер, находящийся на траверсе или стойке опоры, мог свободно расцепить гирлянду.

На место дефектного изолятора устанавливают новый. Провод отпускают, и с опоры снимают такелаж и приспособления. Если конструкция опоры такова, что замену изоляторов поддерживающих гирлянд производить с траверсы или со стойки неудобно, провод вместе с отцепленной от траверсы гирляндой опускают на землю или на специально установленные подмосты, например при замене изоляторов средней фазы на опорах типа «рюмка».

На линиях с вертикальным расположением проводов

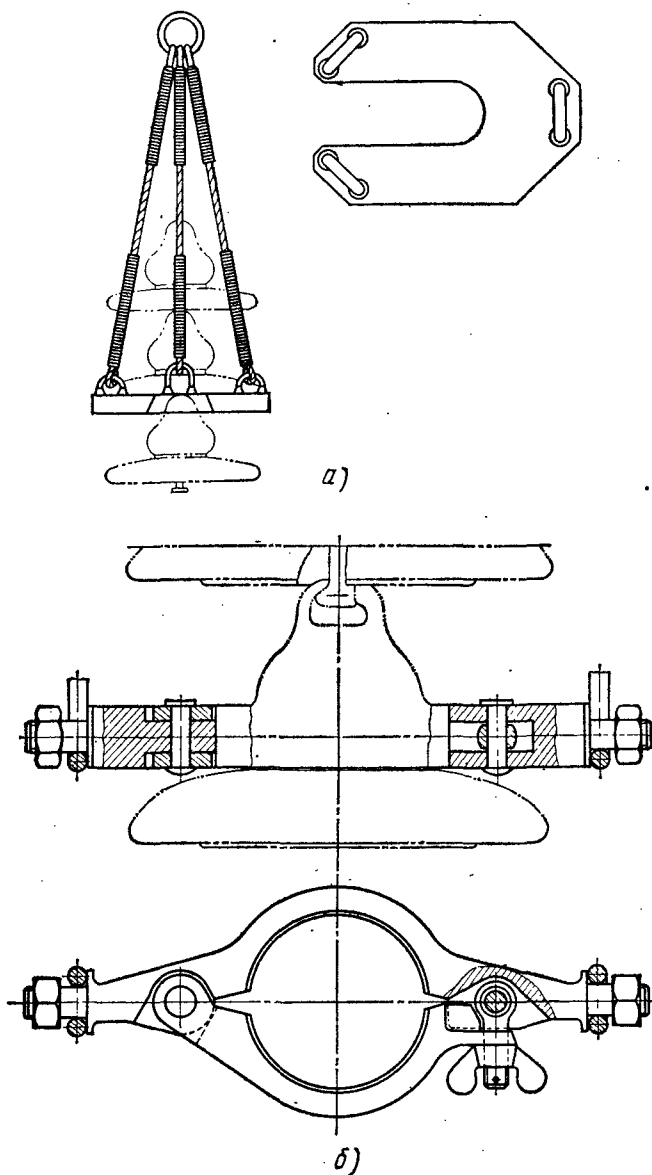


Рис. 89. Приспособления для замены подвесных изоляторов:
 а — вайма для работ на линиях 35—110 кВ, б — вайма для работ на линиях 220—500 кВ, в — монтажное звено; 1 — положение гирлянды при подъеме, 2 — рабочее положение гирлянды, 3 — опускание гирлянды в рабочее положение

при замене изоляторов на верхних и средних фазах провод может быть опущен на траверсу ниже расположенной фазы.

Значительно упрощается замена изоляторов поддерживающих гирлянд на линиях 35—110 кВ при использовании телескопической вышки. Корзину с находящимся в ней монтером устанавливают под гирляндой с дефектным изолятором. Телескопическую часть вышки выдвигают так, чтобы масса провода была воспринята корзиной и появилась возможность расцепить гирлянду. Масса пролета провода при этом должна быть не более 400 кг.

Замену изоляторов в натяжных гирляндах на линиях 35—110 кВ производят с траверсы опоры. На проводе вблизи натяжного зажима устанавливают монтажный зажим, за который крепится такелажный трос или один из блоков полиспаста. На траверсе вблизи точки крепления гирлянды устанавливают монтажный отводной блок или закрепляют второй блок полиспаста. С помощью тягового механизма или полиспаста провод вытягивается из пролета так, чтобы тяжение по гирлянде изоляторов уменьшилось и ее можно было расцепить. Монтер, находящийся на траверсе, заменяет дефектный изолятор. После этого нагрузка с троса или полиспаста снова переводится на гирлянду. На линиях 110 кВ на траверсу опоры обычно поднимаются одновременно два монтера, один из которых поддерживает гирлянду при замене изоляторов. Используемые при замене изоляторов натяжных гирлянд такелажные приспособления и механизмы по грузоподъемности должны соответствовать максимальному тяжению по проводу.

При подъеме и спуске гирлянд изоляторов с опоры возможны изгибы пестиков под действием массы самих изоля-

торов. Во избежание этого при замене изоляторов поддерживающих гирлянд на линиях 110 кВ и выше с опусканием провода на землю гирлянда привязывается к тяговому канату на уровне второго-третьего от траверсы изолятора. Искривления пестиков изоляторов можно избежать также путем применения специальных хомутов — вайм для замены изоляторов (рис. 89, а, б), которые подводятся под

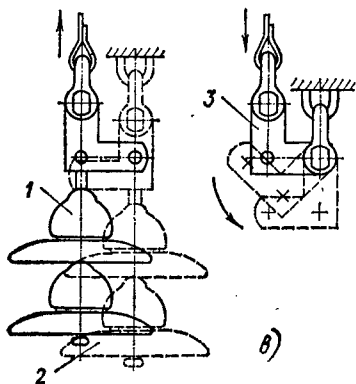


Рис. 89. Продолжение

тарелку изолятора. На линиях 220 кВ и выше изолятор берут за шапку (ваймы со специальным захватом) или под тарелкой возле пестика (специальные выступы у ваймы) во избежание повреждения фарфора или стекла.

На линиях напряжением 220 кВ и выше замена изоляторов со стойки опоры или траверсы невозможна из-за больших расстояний от стойки до гирлянды и большой длины самой гирлянды. Замену изоляторов поддерживающих гирлянд производят с опусканием провода и гирлянды на землю. На земле в гирлянде заменяют дефектный изолятор, затем гирлянду и провод поднимают и крепят на траверсе.

Замена изоляторов поддерживающих гирлянд на этих линиях значительно упрощается, если в составе гирлянды имеются специальные монтажные звенья (рис. 89, в). При этом отпадает необходимость использования тяжелых и громоздких вайм. Конец тягового троса лебедки, пропущенный через однороликовый блок на траверсе, крепят непосредственно к монтажному плечу промежуточного звена. При натяжении тягового троса монтажное звено поворачивается на 90° вокруг оси нижнего болта. Монтажное звено отсоединяют от арматуры, крепящей гирлянду к траверсе опоры, и гирлянду опускают на землю. После замены дефектного изолятора производят подъем и установку гирлянды в обратном порядке.

При замене изоляторов поддерживающих гирлянд на линиях 220 кВ и выше телескопическая автовышка, как правило, не может быть использована для восприятия массы провода и изоляторов из-за большой массы пролета провода.

Замену изоляторов поддерживающих гирлянд иногда производят без опускания на землю. В этом случае используют специальные стяжные устройства. С помощью такого устройства гирлянда стягивается так, чтобы дефектный изолятор оказался между верхней и нижней ваймами стяжного устройства. Затем освобождается дефектный изолятор и на его место устанавливается новый. Монтер, производящий замену изолятора, располагается в корзине телескопической вышки или на специальной подвесной лестнице, прикрепленной к траверсе опоры.

Замену изоляторов натяжных гирлянд на линиях 220—500 кВ производят с использованием стяжных болтов. Для сохранения горизонтального положения гирлянды после ее расцепления на линиях 220 кВ используют специальные

доски или деревянные лестницы-трапы, к концам которых прикреплены отрезки хлопчатобумажных канатов длиной 3—4 м. Лестницу устанавливают под гирляндой и привязывают одним концом к сцепной арматуре у провода, вторым — к траверсе. После этого производят стягивание гирлянды стяжным болтом, одним концом прикрепленным к арматуре у провода или к самому проводу, и вторым — к траверсе. Гирлянда с дефектным изолятором опускается на лестницу.

Для расцепления гирлянды и замены дефектного изолятора монтер вылезает с траверсы на вторую гирлянду (при замене изоляторов сдвоенных гирлянд) или на специальный трап. Так как длина цепи (ремня) монтерского пояса оказывается недостаточной, каждый монтер должен быть привязан к траверсе страхующей веревкой, вторая веревка, привязанная к поясу монтера и перекинутая через уголок или другую деталь опоры, регулируется по мере необходимости монтером, находящимся на траверсе. Закрепляться поясом за изоляторы или провод запрещается. После замены дефектного изолятора нагрузку со стяжного болта переводят снова на гирлянду.

При необходимости произвести замену натяжной гирлянды целиком или при очень большой длине натяжной гирлянды изоляторов (на линиях 330 кВ и выше) целесообразно производить работу без применения лестниц. Для этого гирлянду стягивают с помощью полиспаста, неподвижный блок которого закреплен за опору вблизи точки крепления гирлянды, а подвижный — за провод или сцепную арматуру у провода. Рядом с подвижным блоком полиспаста крепят дополнительный однороликовый блок. Тяговый трос пропускают через этот блок и однороликовый блок, установленный на специальной монтажной консоли выше точки крепления гирлянды. Конец этого троса крепят к первому от провода изолятору гирлянды. После стягивания гирлянды полиспастом натягивают трос, отсоединяют гирлянду от провода и опускают ее до вертикального положения. Затем к верхнему изолятору гирлянды крепят конец другого тягового троса, гирлянду отцепляют от опоры и опускают на землю. После замены дефектных изоляторов в обратном порядке производят подъем и установку гирлянды на место. Установку и снятие подвижного блока полиспаста и дополнительного однороликового блока, а также расцепление и соединение гирлянды с проводом производит монтер, который находится на специальном трапе, на других параллельных цепях многоцеп-

ной натяжной гирлянды или в корзине телескопической вышки.

При опускании с опоры длинных гирлянд изоляторов (длиной несколько метров и более) необходимо несколько оттягивать нижний конец гирлянды, чтобы избежать возможных деформаций пестиков отдельных изоляторов и замков в изоляторах при возможных изгибах гирлянды при ее соприкосновении с землей и последующем опускании на землю по всей длине гирлянды. Подготовленную к подъему длинную гирлянду необходимо выкладывать верхним концом в направлении подъема, что позволит избежать излишних опасных изгибов гирлянды.

Производить погрузочно-разгрузочные работы с изоляторами необходимо так, чтобы исключить при этом случайные повреждения изоляторов. Сбрасывать изоляторы из кузова машины на землю не рекомендуется, а на твердую поверхность (асфальт, каменистый грунт и т. п.) категорически не допускается. В результате ударов при сбрасывании могут появиться сколы изолирующей детали изоляторов, внутренние трещины под шапкой фарфоровых изоляторов, разрушения стеклянных деталей. Особую опасность представляет возможность появления скрытых дефектов, которые не обнаруживаются наружным осмотром, но приводят к ускоренному отказу изолятора в процессе эксплуатации. Не допускается сбрасывание на землю сцепок из нескольких изоляторов, так как в результате соударения изоляторов могут повреждаться замки в шапках сцепленных изоляторов. Установленные на линию изоляторы с поврежденными замками могут быть причиной произвольного расцепления гирлянды в процессе эксплуатации и аварийного выхода линии из работы.

Замену изоляторов под напряжением производят с изолирующих устройств в соответствии со специальными требованиями правил техники безопасности и инструкций. С изолирующего устройства производят отсоединение провода от гирлянды изоляторов и опускание его при массе пролета провода менее 200 кг. При большей массе провода и при замене изоляторов в натяжных гирляндах масса или тяжение провода воспринимаются специальными изолирующими тягами.

Замену различной арматуры в гирляндах изоляторов производят аналогично замене изоляторов. Замену поддерживающих зажимов обычно производят без опускания провода на землю. С помощью полиспаста, стяжного болта и т. п. провод освобождают из-под плашек старого зажима,

приподнимают и вынимают из него. Дефектный зажим отцепляют от гирлянды и на его место устанавливают новый. Провод опускают в новый зажим и закрепляют в нем. Таким же образом заменяют дефектные ушки.

Замену большинства видов арматуры в натяжных гирляндах изоляторов производят также без опускания провода на землю. Исключение составляет замена натяжных прессуемых зажимов на сталеалюминиевых проводах сечением 300 мм² и более. Это обусловлено сложностью опрессовки зажима без опускания провода на землю. В этом случае приходится разрезать петлю провода на анкерной опоре.

Во избежание изменения стрелы провеса после замены дефектного натяжного зажима приходится увеличивать длину гирлянды на величину вырезанного зажима добавлением в гирлянду одного или двух дополнительных изоляторов или промежуточных звеньев сцепной арматуры.

При появлении значительных отклонений поддерживающих гирлянд изоляторов вдоль оси линии необходима выправка таких гирлянд. Для этого провод подтягивают к траверсе, освобождают из-под плашек поддерживающего зажима и зажим передвигают вдоль провода так, чтобы гирлянда заняла вертикальное положение. Затем провод вновь закрепляют в зажиме.

При замене изоляторов и отдельных деталей арматуры в гирляндах изоляторов необходимо следить за обязательным соответствием вновь устанавливаемого элемента чертежу гирлянды. При отсутствии чертежа должно быть проверено соответствие этого элемента соседним, с которыми он непосредственно соединяется, по минимальной разрушающей нагрузке, входящей в условную маркировку (например, скоба СК-12, серьга СР-12 и т. д.). Проверка соответствия может быть выполнена также по зазорам в соединениях отдельных деталей друг с другом. Соединяемые детали должны входить одна в другую свободно, без усилий. Зазор в соединениях не должен превышать 1—2 мм.

Вновь устанавливаемые элементы не должны иметь видимых внешних повреждений, нарушений цинкового покрытия. Каждый элемент арматуры должен быть полностью укомплектован всеми необходимыми шайбами, гайками, шплинтами и т. п. Резьба на соединениях должна быть не сбита. При установке отдельного элемента должны быть полностью затянуты все резьбовые соединения. Затяжку следует выполнить нормальными ключами без удлинителей. Должны быть установлены и разведены все необхо-

димые шплинты. Тип устанавливаемых в изоляторы замков должен соответствовать типу изолятора. При сборке сложных многоцепных гирлянд необходимо следить за взаимным расположением концов гирлянды, чтобы избежать ее перекручивания.

Собранные шарнирные соединения должны обеспечивать свободный поворот соединенных деталей друг относительно друга в предусмотренных конструкцией пределах.

Состав бригады по замене изоляторов и арматуры зависит от типа гирлянды изоляторов и напряжения линии и может изменяться от 3 человек на линиях 35—110 кВ при работе на промежуточных опорах до 5—6 человек на линиях более высокого напряжения при работе на анкерных опорах.

Трудозатраты на замену одного изолятора или элемента арматуры в зависимости от применяемых методов производства работ и напряжения линии составляют 1,5—10 чел.ч.

§ 50. Замена штыревых изоляторов, крюков и штырей

Необходимость замены штыревых изоляторов определяют в результате осмотров линии или измерений изоляции. По внешнему осмотру штыревые изоляторы бракуют при появлении повреждений фарфора и глазури, стойких

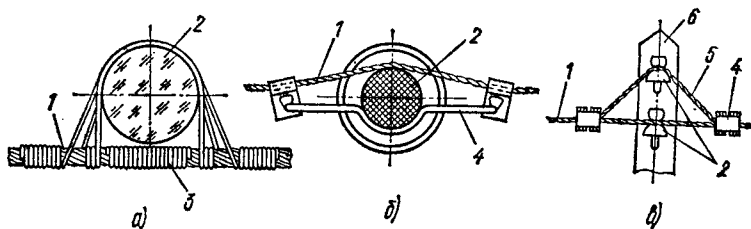


Рис. 90. Крепление проводов на штыревых изоляторах промежуточных опор:

а — проволоочной вязкой, *б* — с помощью зажима, *в* — двойное; 1 — провод, 2 — изолятор, 3 — защитная подмотка, 4 — зажим, 5 — дополнительный провод, 6 — опора

загрязнений, искривлений и наклонов штырей на угол более 15° относительно вертикали. Сопротивление изоляции штыревых изоляторов измеряют с помощью мегаомметра на отключенной линии. Штыри и крюки заменяют при появлении на них значительной коррозии, трещин или других повреждений.

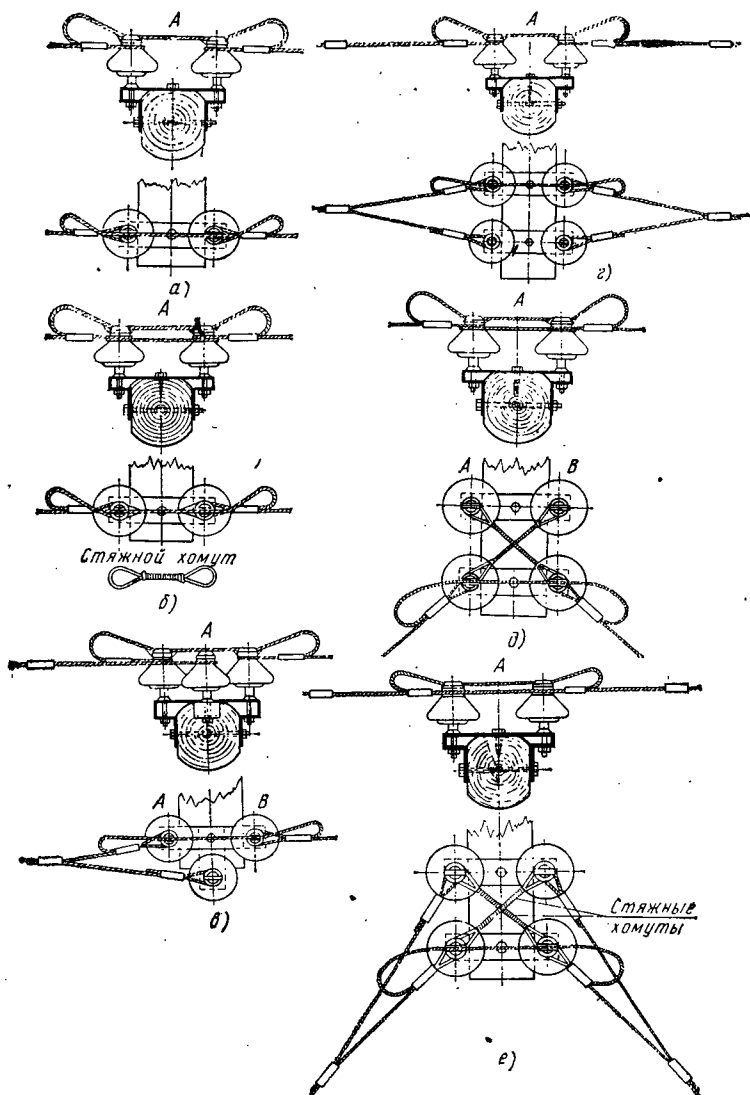


Рис. 91. Анкерное и угловое крепление проводов на штыревых изоляторах:

а — анкерный одинарный подвес, б — анкерный одинарный усиленный подвес, в — анкерный полуторный подвес, г — анкерный двойной подвес, д — угловой одинарный усиленный подвес, е — угловой двойной усиленный подвес

Способ замены штыревого изолятора, крюка или штыря зависит от способа крепления провода, которое может быть промежуточного, анкерного или углового типа. На линиях 35 кВ для анкерного или углового крепления проводов обычно используют натяжные гирлянды, собранные из подвесных изоляторов.

Одинарное промежуточное крепление проводов на штыревых изоляторах линий напряжением выше 1000 В выполняется с помощью боковой вязки или специальным зажимом (рис. 90, а, б). Вязку проводов выполняют проволоками из того же материала, что и проводящая часть примененного на линии провода.

Двойное промежуточное крепление (рис. 90, в) выполняют с использованием дополнительного отрезка того же провода, который применен на линии, и двух плашечных зажимов.

Для анкерного и углового крепления проводов (рис. 91) применяют одинарный, одинарный усиленный, полуторный и двойной подвесы. В этих подвесах используют стяжные хомуты, сделанные из отрезков того же провода, который применен на линии, и плашечные зажимы. Шлейфы проводов крепят к штыревым изоляторам с помощью головной вязки.

Для замены штыревого изолятора, крюка или штыря при промежуточном креплении проводов изолятор должен быть освобожден от вязки. Если вязка выполнена проволокой, то ее можно снять кусачками, при этом скручивание вязки с провода производить не следует во избежание его повреждения. Освобождение изолятора при креплении проводов, выполненном специальным зажимом, производят путем разборки такого зажима. Провод, снятый с изолятора, опускают на траверсу опоры или крюк, если этот крюк не подлежит замене. При отсутствии траверс провод может быть временно прикреплен к стойке веревочным хомутом. Затем изолятор свинчивают со штыря или крюка. Если необходимо заменить изолятор, с крюка или штыря снимают старую паклю, наматывают и обмазывают суриком новую паклю, навинчивают новый изолятор. Если изолятор был навинчен на крюк или штырь с полиэтиленовым колпачком, то замена колпачка при его удовлетворительном состоянии во время замены изолятора не требуется.

Провод подматывают одним слоем вязальной проволоки в месте соприкосновения с шейкой изолятора. Затем серединой другого отрезка вязальной проволоки захватывают шейку изолятора со стороны, противоположной месту сопри-

косновения с проводом, а каждый конец вязальной проволоки трижды оборачивают вокруг провода, притягивая его к изолятору. Концы проволоки снова обводят вокруг изолятора и закрепляют провод еще десятью витками проволоки с каждой стороны изолятора. Вязку выполняют вручную, уплотняя витки вязальной проволоки монтерскими пассатижами. Провод в месте вязки не должен иметь заметных перегибов.

Применение специальных зажимов для крепления проводов на штыревых изоляторах существенно упрощает производство работ по замене изоляторов, крюков или штырей, сокращает трудозатраты на выполнение работ и повышает надежность крепления.

При замене крюка или штыря целесообразно применять вместо пакли полиэтиленовые колпачки (см. рис. 27, д) как более долговечное и надежное крепление. Для этого колпачок нагревают до 70—80°C и надевают на крюк или штырь до упора. Этим обеспечивается плотное и надежное крепление колпачка. Посадку колпачка на штырь или крюк целесообразно проводить в условиях мастерских ремонтно-производственной базы до выезда на линию для выполнения работ по замене крюков или штырей.

Замену изоляторов или деталей крепления их на опорах с анкерным или угловым подвесом производят после снятия нагрузки от проводов на заменяемый изолятор. Для этого провод подтягивают к траверсе или стойке опоры с помощью полиспаста. При замене изоляторов на опорах с угловым подвесом необходимо подтягивать провод с обеих сторон опоры, на которой выполняют замену изолятора. Для замены изолятора на опоре с анкерным подвесом и отсутствии поворота трассы линии можно с помощью полиспаста стянуть провод в смежных пролетах через траверсу опоры, чем также обеспечивается разгрузка заменяемого изолятора.

Дефектный изолятор или изолятор с дефектной деталью крепления освобождают от провода, для чего снимают вязку и разбирают плащечный зажим, стягивающий провод вокруг этого изолятора, снимают стяжной хомут. Затем заменяют дефектный изолятор или деталь его крепления, как и на промежуточной опоре, восстанавливают стяжной хомут, провод и шлейф закрепляют на изоляторе, снимают нагрузку с полиспастов.

Поврежденную в процессе эксплуатации линии вязку провода к штыревому изолятору снимают и выполняют новую так же, как и при замене изоляторов.

Замену штыревых изоляторов, крюков или штырей производит бригада в составе двух-трех человек на промежуточных опорах и трех-четырех человек на анкерных и угловых опорах.

Контрольные вопросы

1. Как заменяют провода и тросы на действующих линиях?
2. Как и в каких случаях выполняют ремонт провода с помощью ремонтных муфт и бандажей?
3. Как смонтировать вставку на проводе или тросе?
4. Какие конструкции ремонтных муфт применяют для ремонта проводов различных сечений?
5. Для чего устанавливают «защиты» при работах на пересечениях линий электропередачи с другими инженерными сооружениями?
6. Как производят монтаж прессуемых соединительных зажимов и овальных соединителей?
7. Каков порядок операций при сварке?
8. Какие дополнительные меры безопасности следует соблюдать при производстве термитной сварки проводов?
9. Какие основные требования нужно выполнять при установке разрядников?
10. Как производят установку гасителей вибрации?
11. Как производят замену изоляторов натяжных гирлянд на линиях различных напряжений?
12. Как производят замену штыревых изоляторов?

ГЛАВА VI

РЕМОНТ ДЕРЕВЯННЫХ ОПОР

§ 51. Замена пасынков и свай

Замену пасынков и свай на линиях электропередачи обычно производят под напряжением, что обуславливает необходимость соблюдения ряда дополнительных требований, обеспечивающих безопасность проведения работ.

Так, замена пасынков и других деталей опор под напряжением допускается, если диаметр оставшейся здоровой части древесины любой детали опоры не меньше минимально допустимых диаметров для данной линии. Если диаметр оставшейся здоровой части составляет не менее 0,85 минимально допустимого диаметра, то работа под напряжением может производиться только при применении специальных приспособлений, снимающих нагрузки с заменяемой детали. В остальных случаях заменять сваи и пасынки (или другие детали) под напряжением воспрещается. Устанавливаемые вместо отбракованных свай или пасынки должны соответствовать по своим размерам проекту

линии (или старым деталям) — отклонение диаметров бревен в отрубе от расчетных для пасынков и свай допускается от -1 до $+2$ см.

При замене любых деталей деревянных опор должна быть обеспечена малая скорость перемещения тяговых канатов; движение их должно быть плавным, без рывков.

Существует несколько методов замены пасынков и свай, различие между которыми в основном сводится к способам обеспечения устойчивости опоры во время замены пасынка или сваи.

Одним из наиболее распространенных и универсальных

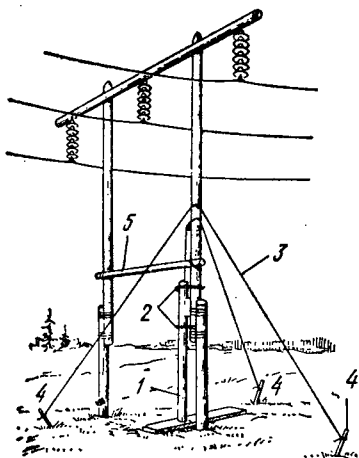


Рис. 92. Замена пасынков с использованием вспомогательной стойки: 1 — вспомогательная стойка, 2 — цепные бандаж, 3 — расчалки, 4 — якоря, 5 — временная распорка

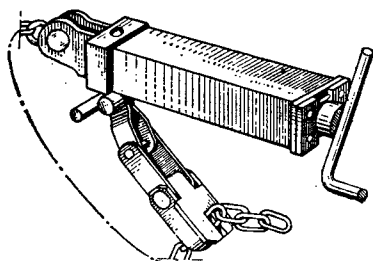


Рис. 93. Цепной бандаж

способов обеспечения устойчивости промежуточных опор является применение вспомогательной стойки, устанавливаемой около основной стойки опоры с противоположной от заменяемого пасынка стороны (рис. 92). Длина вспомогательной стойки должна быть на 2—2,5 м больше высоты надземной части пасынка. Вспомогательную стойку устанавливают через блок, закрепленный на основной стойке, с помощью тягового механизма или полиспаста и скрепляют со стойкой опоры двумя цепными бандажами (рис. 93). Чтобы предотвратить вдавливание вспомогательной стойки в грунт при перенесении на нее нагрузки с пасынка, ее устанавливают на шпалу и скрепляют с ней строительными скобами. Между вспомогательной и основной стойками перед стягиванием цепных бандажей несколько выше верхнего проволочного бандаж ставится деревянная прокладка толщиной 5—10 см, с тем чтобы после установки нового

пасынка вспомогательная стойка не мешала наложению проволочных бандажей. После установки вспомогательной стойки основная закрепляется тремя расчалками, расположенными под углом 120° друг к другу. Каждая расчалка крепится на 1,5—2 м выше пасынка, но не менее чем на 7—8 м над уровнем земли. На земле каждую расчалку крепят к забитому в землю металлическому лому или винтовому анкеру. Если замена пасынка производится на П-образной опоре с Х-образными связями, можно ограничиться установкой двух расчалок под углом 30° к оси линии. На П-образных опорах без раскосов между стойками устанавливают специальную распорку.

Значительное облегчение труда достигается при использовании для обеспечения устойчивости опоры телескопических автовышек или специальных линейных автомашин. Телескопические вышки специально оборудуют для замены деталей деревянных опор. Круглую корзину на телескопе заменяют корзиной прямоугольной формы, на первом и третьем звеньях телескопа приваривают два упора с цепными бандажами, что позволяет ставить вышку упорами вплотную к стойке и прикреплять последнюю к телескопу цепными бандажами. Телескоп в этом случае устанавливают вертикально в сложенном положении. Вышку устанавливают на домкраты и располагают поперек линии с внутренней стороны опоры. Дополнительного закрепления стойки не требуется.

При использовании линейной автомашины ее с установленным в рабочее положение краном подводят вдоль линии вплотную к опоре; стойку, у которой заменяется пасынок, закрепляют в захватах крана; машину устанавливают на домкраты. Если опора не имеет раскосов, устанавливают три расчалки.

При размещении приспособлений или установке механизмов, обеспечивающих устойчивость опоры, следует учитывать наличие и расположение ригелей и применяющийся способ вытаскивания пасынка из земли: оседание грунта по краям образовавшегося после удаления пасынка котлована не допускается.

При замене сдвоенных пасынков П- и АП-образных опор не требуется дополнительного обеспечения устойчивости опоры. Замена таких пасынков производится поочередно. При необходимости замены пасынков на обеих стойках П- или АП-образной опоры работу также производят поочередно. Одновременная замена пасынков в таких случаях не допускается.

При замене одинарных пасынков А- и АП-образных опор устойчивость опоры может также обеспечиваться с помощью вспомогательной стойки или вышки и, наконец, с помощью оттяжки из хлопчатобумажного или капронового каната. Оттяжку устанавливают в плоскости А-образной части опоры со стороны, противоположной заменяемому пасынку, и крепят через полиспаст нижним концом к анкеру, забитому в землю в 12—15 м от опоры, а верхним — к вершине опоры. С помощью полиспаста оттяжка натягивается, после чего конец веревки полиспаста закрепляется.

Для замены пасынков с ригелями должны откапываться все ригели. В этих случаях земляные работы являются основными по затратам времени на замену пасынка. Чаще всего откопку производят вручную штыковой лопатой. Размеры котлована определяются бригадиром в зависимости от расположения ригелей и удобства работы землекопа. Для откопки пасынка могут быть использованы также экскаватор на тракторе «Беларусь» или автобуровая машина.

При откопке котлованов необходимо соблюдать ряд специальных правил техники безопасности. В случае производства работ вблизи трасс подземных коммуникаций (электрические кабели и кабели связи, различные трубопроводы) необходимо точно выполнять условия на производство работ, выданные владельцами этих коммуникаций. При обнаружении невыявленных ранее коммуникаций работы должны быть приостановлены и об этом должен быть поставлен в известность ответственный руководитель работ. Работы возобновляются только после получения соответствующего разрешения.

В грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод котлован можно откапывать с вертикальными стенками без крепления, если глубина откопки не превышает:

- | | |
|----------------|--|
| 1 м | в песчаных и гравелистых грунтах |
| 1,25 м | в супесях |
| 1,5 м | в суглинках, глинах и сухих лёссовидных грунтах |
| 2 м | в особо плотных грунтах, разрабатываемых с применением ломов, кирок, клиньев |

В остальных случаях стенки котлованов следует укреплять на всю высоту или выполнять откосы без крепления. Угол откоса зависит от свойств разрабатываемого грунта.

Грунт, вынимаемый из котлована, следует размещать не ближе 0,5 м от края котлована. Не допускается отвали-

вать грунт подкапыванием. Нельзя оставлять вырытые котлованы без надзора и ограждения, а котлованы, расположенные на проходах и проездах, в ночное время должны иметь на ограждениях зажженные красные фонари. При рытье котлованов на крутых склонах вблизи населенных пунктов или дорог необходимо принимать меры против скатывания камней и вынутаго грунта вниз.

Глубина откопки пасынка без ригелей определяется только тяговым усилием, которое может развить используемый для удаления пасынка механизм. После откопки пасынка на необходимую глубину удаляют бандажи, соединяющие пасынок со стойкой; вручную пасынок несколько отводится от стойки, поскольку в эксплуатации в результате ослабления бандажей и проседания стойки она может своим торцом опереться на край подтески пасынка, и удаление пасынка без предварительного отведения от стойки может привести к резкому толчку и потере устойчивости опоры.

Выдергивание старого пасынка без откопки произво-

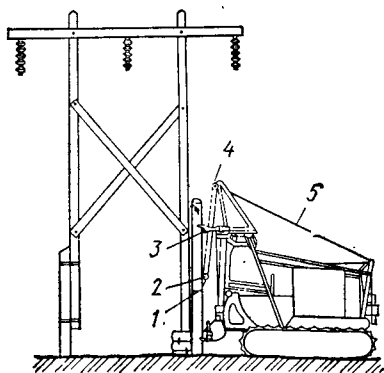


Рис. 94. Выдергивание пасынка трактором с навесными приспособлениями: 1 — тросовая петля, 2, 4 — блоки полиспаста, 3 — направляющее приспособление, 5 — тяговый трос

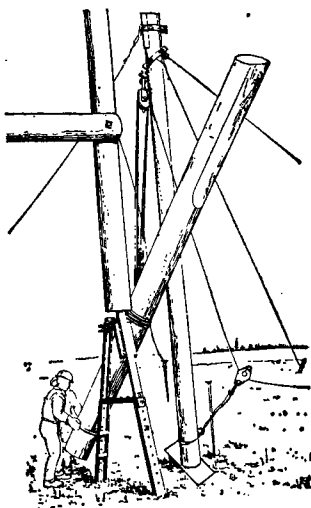


Рис. 95. Выдергивание пасынка с помощью полиспаста и стойки

дится полиспастом с помощью автомашины или трактора со специальными навесными приспособлениями, создающими выдергивающие усилия соответственно 60 и 120 кН. Выдергивание пасынка с помощью трактора (рис. 94) производят следующим образом. Механизм устанавливается попе-

рек линии так, чтобы пасынок вошел в направляющее приспособление. К основанию пасынка с помощью тросового хомута крепят нижний блок полиспаста, включают лебедку и выдергивают старый пасынок. После удаления пасынка производят подчистку образовавшегося котлована, например, специальной бурлопатою диаметром 300 мм. Для установки нового пасынка используется тот же механизм. В стороне от опоры новый пасынок с помощью полиспаста поднимают и закрепляют в направляющих механизма в вертикальном положении. Трактор подъезжает к опоре и пасынок располагается над котлованом. Погружение пасынка в котлован происходит под силой собственной массы или под действием вдавливающего усилия механизма, которое достигает 40—70 кН. Для этого на нижний раме приспособления крепится отводной блок, через который пропускается тяговый трос, соединенный одним концом с полиспастом, а вторым — с верхней частью пасынка.

В отдельных случаях выдергивать старый пасынок можно с помощью грузовой лебедки телескопической вышки, используемой для обеспечения устойчивости опоры; для этого на нижнем звене телескопа устанавливается отводной блок. Конец троса лебедки крепят к нижней части пасынка. Максимальное усилие выдергивания составляет 20 кН. Частичная откопка старого пасынка и освобождение его от ригелей при этом обязательны.

Старый пасынок без откопки может быть выдернут с помощью четырехроликового полиспаста и специальной стойки (рис. 95), устанавливаемой на шпалу рядом с выдергиваемым пасынком. Неподвижный блок полиспаста крепят к верхней части стойки, а подвижный — у основания пасынка. Тяговый конец троса пропускают через отводной блок у основания стойки и крепят к автомашине. Выдергивающее усилие при этом составляет около 100 кН. Стойка длиной около 4 м может быть использована сварная из стального проката или деревянная.

При полной откопке пасынка его удаляют лебедкой или автомашиной, тяговый трос от которых крепят у основания пасынка. На край котлована укладывают бревно или шпалу, препятствующую погружению троса в землю при его натяжении. Длина бревна или шпалы должна превышать ширину котлована не менее чем на 1 м.

Вытаскивание свай и пасынков без ригелей можно выполнять с помощью двух реечных домкратов, устанавливаемых на шпалы по обе стороны от заменяемого пасынка или сваи. Опорные пяты домкратов крепят к вытаскиваемой

детали тросовыми хомутами. При одновременном действии домкратов деталь вытаскивают на величину их рабочего хода, после чего пяты домкратов переводят в нижнее положение и соответственно переставляют хомуты. Операции повторяют до тех пор, пока свая (пасынок) не выйдет из плотной части грунта. Дальнейшее вытаскивание требует лишь незначительного выдергивающего усилия и может быть выполнено тяговым канатом лебедки или от автомашины через неподвижный однороликовый блок, укрепленный вверху вспомогательной стойки или механизма, обеспечивающего устойчивость опоры.

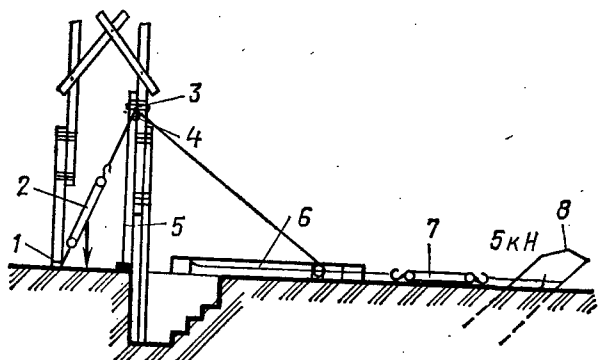


Рис. 96. Установка нового пасынка через стойку опоры:

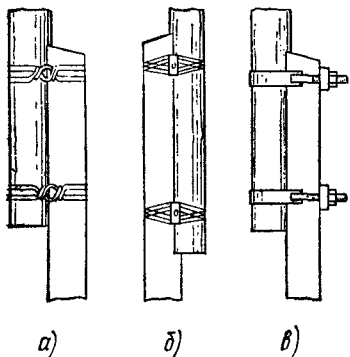
1, 3 — хомуты, 2 — подъемный полиспаст, 4 — однороликовый блок, 5 — вспомогательная стойка, 6 — поднимаемый пасынок, 7 — тормозной полиспаст, 8 — забитые в землю ломы

Для установки нового пасынка опоры, имеющей раскосы, на стойке, у которой заменяется пасынок, на 0,5—1 м выше положения торца пасынка подвешивают отводной блок (рис. 96), через который пропускают тяговый трос.

После удаления старого пасынка новый подтаскивают к опоре и укладывают вдоль котлована так, чтобы ближайший к опоре конец пасынка находился на расстоянии 1—2 м от места установки. К дальнему концу пасынка крепят тяговый трос и две веревочные оттяжки для регулирования положения пасынка при подъеме. К ближайшему концу пасынка крепят тормозной трос, исключающий горизонтальное смещение пасынка при подъеме. Второй конец тягового троса крепят к тяговому механизму и производят подъем пасынка.

Если опора не имеет раскосов, то для установки нового пасынка тяговый трос привязывают к верхнему концу па-

сынка, который приподнимается вручную на 0,8—1 м от земли, после чего производят его подъем с помощью механизма. Расположение тормозного троса, оттяжек и пасынка перед подъемом аналогично изложенному выше.



После установки нового пасынка его скрепляют со стойкой цепным бандажом. Два монтера поднимаются на противоположные стороны пасынка и устанавливают проволоочные бандажы или припасовочные хомуты (рис. 97).

Для установки проволоочного бандажа один из концов отрезанной бандажной проволоки забивают в стойку или пасынок опоры на глубину 20—25 мм на уровне устанавливаемого бандаж. Затем проволоку плотно наматывают

Рис. 97. Сопряжение пасынков со стойками:

а — проволоочными бандажими со скруткой, б — проволоочными бандажими с болтом и фасонными шайбами, в — припасовочными хомутами

рядами вокруг стойки и пасынка. Если опора имеет двойные пасынки, то каждый пасынок должен стягиваться со стойкой отдельными бандажими. Установка общих бандажей на два пасынка не допускается. Более плотное прилегание бандаж к деталям опоры и витков бандаж друг к другу обеспечивают подбивкой проволоки молотками в процессе намотки. Количество витков бандаж должно соответствовать проекту линии или ранее установленным бандажам. Если новый бандаж выполняют из проволоки, имеющей диаметр, отличный от ранее установленной, то число витков бандаж необходимо соответственно скорректировать. После намотки бандаж проволоку обрубает, второй ее конец пропускают под бандаж, натягивают и загибают. С помощью лома проводят предварительную натяжку бандаж, проверяют укладку витков, выполняют при необходимости подбивку проволоки и подтяжку, второй конец проволоки также забивают в стойку или пасынок опоры. Витки бандаж раздвигают с обеих сторон посередине напротив сопряжения стойки и пасынка и производят натяжку бандаж.

Натяжку бандажей на линиях напряжением 6—10 кВ допускается выполнять скруткой. Для этого между раздвинутыми витками бандаж вставляют конец лома и произ-

водят скручивание бандажа на 2—4 оборота с каждой стороны. Скрутка бандажа на линиях напряжением 35 кВ и выше не допускается. Для натяжки бандажа на этих линиях между витками бандажа вставляют болт, который проходит также через предусмотренное для него отверстие между сопрягаемыми стойкой и пасынком. Одновременно с болтом поверх витков бандажа устанавливают фасонные шайбы, прижимающие бандаж. Болт затягивают гайкой. После затяжки бандажа между шайбами и деталями опоры должен остаться зазор 15—20 мм, обеспечивающий возможность последующей подтяжки бандажа в случае необходимости.

Затяжку припасовочных хомутов осуществляют с помощью болтов, входящих в конструкцию хомута.

После затяжки первого бандажа в таком же порядке устанавливают и затягивают второй бандаж и снимают цепной бандаж. Затем производят засыпку и тщательную трамбовку грунта в котловане, стойку опоры освобождают от поддерживающих ее приспособлений, снимают растяжки и такелажные приспособления.

Состав бригады при замене пасынков и свай зависит от применяемых механизмов и методов работы, а также характеристик грунта в месте установки опоры и глубины откопки пасынка. При частичной откопке котлована или замене пасынков или свай без откопки котлована бригада состоит из трех-четырех человек. При полной откопке пасынка состав бригады увеличивается до четырех — шести человек.

Работы по замене пасынков и свай производят в соответствии с общими правилами техники безопасности. При этом особое внимание следует обращать на установку расчалок. Нельзя производить откопку пасынка до установки расчалок. Тяговые механизмы и такелаж следует располагать таким образом, чтобы при случайном обрыве тросов или канатов исключалось подхлестывание проводов линии, находящейся под напряжением. Трудозатраты на замену одного пасынка в зависимости от условий производства работ составляют 10—15 чел.ч.

§ 52. Замена стоек

Замену стоек деревянных опор производят как на отключенной линии, так и под напряжением. Поскольку освобождение заменяемой стойки от траверсы и раскосов и затем крепление этих деталей к новой стойке требуют подъема

монтера на опору, целесообразно подготовительные работы производить на земле. Эти работы, к которым относятся в первую очередь разметка и сверление отверстий под болты, выполнение необходимых врубок и подтесок в местах сопряжения деталей, производят обычно после опускания на землю заменяемой стойки, которую используют в качестве шаблона для подготовки новой.

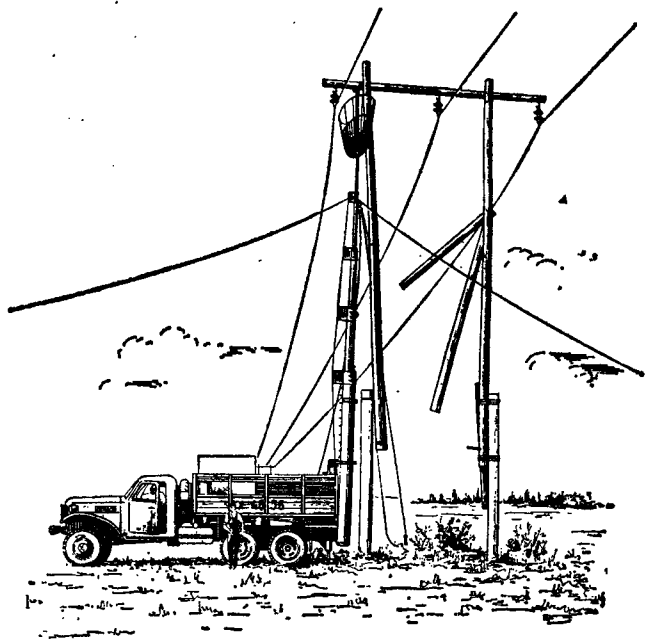


Рис. 98. Замена стойки с использованием автовышки

При замене деталей унифицированных опор целесообразно использовать также унифицированные новые детали. Тогда это исключит подтеску, устройство врубок и отверстий в пропитанных деревянных деталях, что повысит их срок службы. Если использование унифицированных деталей оказывается невозможным, то все места подтесок, врубки и отверстия должны обрабатываться антисептиками, чтобы исключить возникновение очагов загнивания древесины в этих местах. Если вновь устанавливаемая деталь была пропитана маслянистыми антисептиками, то места врубок, подтесок и отверстия обрабатывают соответствующим антисептиком, нагретым до температуры 80—90°C.

Если эта деталь была обработана водорастворимыми антисептиками, то на врубки и подтески накладывается слой антисептической пасты.

Все врубки во вновь устанавливаемой детали должны выполняться сплошным пропилом. Долбежка деталей не допускается.

Замена стойки П-образной опоры. Наиболее производительным методом является замена стоек с использованием телескопической автовышки для поддержания траверсы с проводами, опускания заменяемой и подъема новой стойки. Для работы используется специально переоборудованная телескопическая автовышка. На продолжении телескопической части устанавливают вилкообразный упор с домкратом, на который укладывают траверсу опоры. Автовышку с вертикально установленным телескопом подводят поперек линии вплотную к опоре со стороны заменяемой стойки (рис. 98). Вышку устанавливают на домкраты. На третье и первое звенья телескопа подвешивают однорольковые блоки, через которые пропускается тяговый канат грузовой лебедки автовышки. Конец его крепят к заменяемой стойке несколько выше центра тяжести.

Если опора имеет наклон вдоль линии, то необходимо установить оттяжку в противоположную сторону. Подъем телескопа с находящимся в корзине монтером производят до касания упором траверсы опоры, чем обеспечивают перевод нагрузок с заменяемой стойки на автовышку. Если на линии подвешены провода большого сечения, то нагрузка на телескоп может превысить допускаемую. В этом случае предварительно опускают на землю провода одной или двух фаз со стороны заменяемой стойки. После этого стойку освобождают от раскосов и выбивают болт, соединяющий стойку с траверсой, натягивают канат, прикрепленный к стойке, к нижней части которой привязывают оттяжку для регулирования положения стойки при ее опускании.

Грозозащитный трос (если он имеется) снимают со стойки и опускают на траверсу опоры, удаляют проволоочные бандажи, соединяющие стойку с пасынком. Заменяемую стойку опускают на землю. При этом необходимо следить, чтобы стойка не задевала за провода линии, раскосы и телескопическую часть вышки, что может привести к недопустимым рывкам. После выполнения подготовительных работ к новой стойке крепят тяговый трос и оттяжку. Производят подъем новой стойки так, чтобы совпали отверстия в траверсе и стойке, стойку крепят к пасынку двумя цепными бандажами, после чего устанавливают болт, крепящий

траверсу к стойке, проволочные бандажы, крепят раскосы и подвешивают грозозащитный трос.

Если траверса опоры до замены стойки имела наклон, его следует устранить с помощью домкрата, установленного на продолжении телескопической части вышки.

Телескопическая часть автовышки опускается, и с опоры снимают все приспособления. Если для замены стойки используется автовышка с круглой корзиной, телескопическая часть выдвигается так, чтобы корзина оказалась выше траверсы, а траверса крепится к телескопу специальным стяжным болтом (рис. 99).

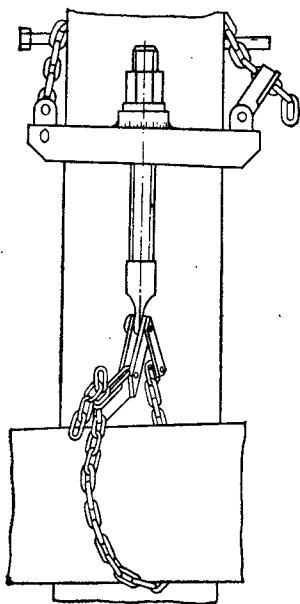


Рис. 99. Стяжной болт для замены деталей деревянных опор

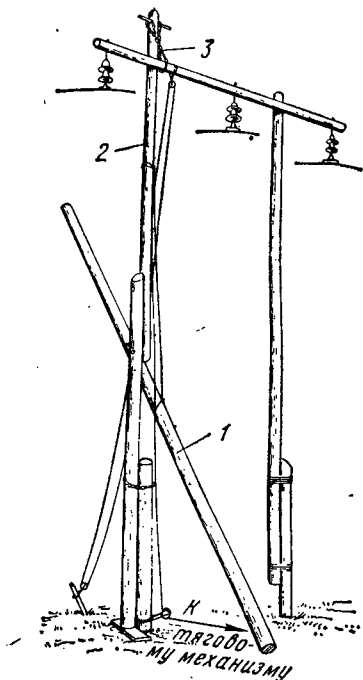


Рис. 100. Замена стойки с использованием вспомогательной стойки: 1 — заменяемая стойка, 2 — вспомогательная стойка, 3 — стяжной болт

При замене стойки под напряжением корзина автовышки снимается, а работы по разборке и сборке элементов опоры, установку и снятие такелажных приспособлений производят со стойки опоры. Автовышка заземляется. При опускании заменяемой и подъеме новой стойки необходимо

следить, чтобы вершина стойки находилась посередине между проводами соседних фаз, а тяговый трос не отклонялся от вертикального положения.

Вместо автовышки при замене стоек можно использовать вспомогательную стойку (рис. 100). Тяговое усилие создается автомашиной, лебедкой или полиспастом. Установку вспомогательной стойки производят через заменяемую, если диаметр здоровой части древесины последней не менее минимально допустимого или она укреплена накладками при диаметре не менее 0,85 от минимально допустимого. Если в последнем случае накладки отсутствуют, вспомогательную стойку устанавливают через неподвижную стрелу, прикрепленную к пасынку заменяемой стойки двумя цепными бандажами.

При подъеме вспомогательной стойки через заменяемую на последней или на траверсе вблизи места ее крепления к заменяемой стойке закрепляется однороликовый блок со стальным канатом (при работе под напряжением его следует подвешивать ниже уровня проводов не менее чем на 1,5 м для линий 110 кВ и 1 м для линий 35 кВ). Один конец каната крепят к вспомогательной стойке выше центра тяжести, а второй — через отводной блок на пасынке к тяговому механизму. Регулирование положения стойки при подъеме осуществляется оттяжкой. Вспомогательную стойку устанавливают на подкладки рядом с пасынком с внешней стороны его и крепят к пасынку двумя цепными бандажами. Между вспомогательной стойкой и пасынком устанавливают прокладки, которые обеспечивают возможность удаления старых и установки новых бандажей. На опоре с раскосами вспомогательную стойку располагают так, чтобы она не мешала освобождению заменяемой стойки. Траверсу подвешивают на вспомогательную стойку с помощью стяжного болта (см. рис. 99).

При работе под напряжением на линии с грозозащитным тросом опускать его не следует, поэтому высота вспомогательной стойки должна быть примерно на 1 м выше уровня подвески троса, в остальных случаях она должна быть на 1 м выше траверсы. После установки вспомогательной стойки и крепления траверсы на ней удаляют болты, скрепляющие заменяемую стойку с раскосами и траверсой. Блок с тяговым канатом (если он был установлен на заменяемой стойке) переносят на вспомогательную стойку, конец каната крепят на заменяемой стойке, натягивают канат, крепят оттяжку, удаляют проволочные бандажи, опускают заменяемую стойку и поднимают новую.

Новую стойку крепят к пасынку двумя цепными бандажами. Монтер поднимается по новой стойке и регулирует стяжным болтом положение траверсы относительно новой стойки так, чтобы отверстия под болт в них совпали. Траверсу и грозозащитный трос крепят к новой стойке; устанавливают проволочные бандажи. Вспомогательную стойку освобождают от стяжного болта и цепных бандажей. Однороликовый блок с тяговым тросом переносят на вновь установленную стойку, а конец его — на вспомогательную, которая опускается на землю тяговым механизмом. Восстанавливают крепление раскосов.

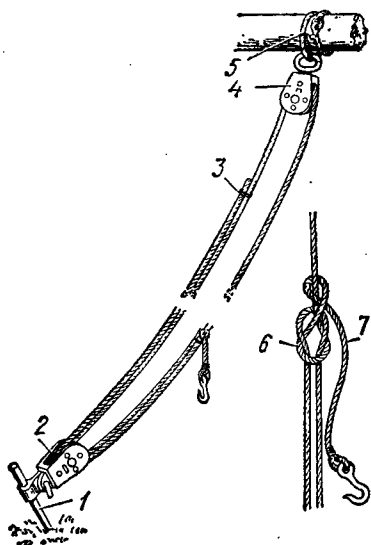


Рис. 101. Бесконечный канат:

1 — анкер, 2, 4 — блоки, 3 — бандаж, 5 — петля из хлопчатобумажного или капронового каната, 6 — узел, 7 — проводок

ку освобождают от стяжного болта и цепных бандажей. Однороликовый блок с тяговым тросом переносят на вновь установленную стойку, а конец его — на вспомогательную, которая опускается на землю тяговым механизмом. Восстанавливают крепление раскосов.

При производстве работ под напряжением все приспособления, инструменты и такелаж поднимают вверх по бесконечному канату (рис. 101), а тяговые механизмы заземляют. Тяговый канат не должен приближаться к проводам на расстоянии менее 1 м для линий до 35 кВ и 1,5 м — для линий 110 кВ.

Замена стоек АП- и А-образных опор. При замене

стойки АП-образной опоры ее следует разгрузить от действующих на нее усилий, обусловленных массой проводов и деталей опоры и тяжением по проводам и тросам. Так, действие тяжения по проводам компенсируется установкой оттяжки по направлению траверсы опоры с внешней стороны угла поворота. Оттяжку крепят к траверсе опоры и натягивают с помощью полиспаста грузоподъемностью не менее 30 кН. При работе под напряжением оттяжку крепят через вспомогательную гирлянду с удвоенным количеством изоляторов так, чтобы петля провода находилась примерно посередине гирлянды.

Разгрузка заменяемой стойки от весовых нагрузок может осуществляться с использованием телескопической автовышки. Последняя устанавливается под траверсой

поперек линии возможно ближе к А-образной плоскости, у которой заменяется стойка.

Далее работы производятся аналогично замене стойки П-образной опоры: дополнительно стойка освобождается от связей с соседними стойками и подтраверсных брусьев,

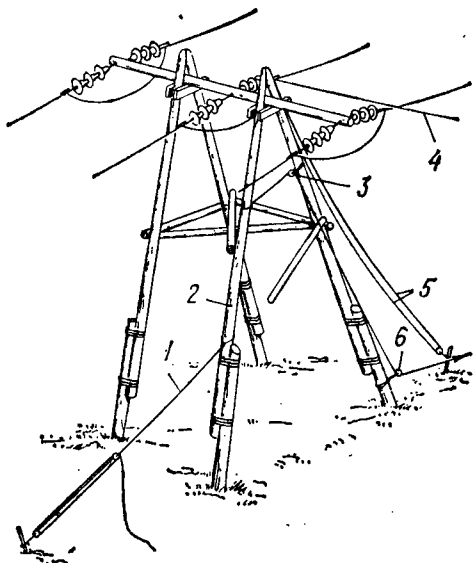


Рис. 102. Замена стойки анкерной опоры с использованием оттяжки: 1 — оттяжка с полиспастом 5 кН, 2 — сменяемая стойка, 3 — однороликовый блок, 4 — оттяжка с полиспастом 15 кН, 5 — бесконечный канат, 6 — отводной блок

регулирование положения заменяемой стойки при опускании осуществляется двумя оттяжками, одна из которых прикреплена к нижнему концу стойки, а другая — рядом с тяговым тросом. Новую стойку обрабатывают на земле так же, как заменяемую; затем поднимают и крепят к пасынку цепными бандажами, восстанавливают крепление стойки со второй стойкой, устанавливают проволоочные бандажи, крепящие пасынок к новой стойке, крепят остальные детали опоры.

Нагрузки могут быть переведены с заменяемой стойки на вторую стойку А-образной части опоры (рис. 102).

С помощью двух оттяжек, устанавливаемых в противоположную от заменяемой стойки сторону под некоторым углом к плоскости А-образной части опоры, повышается устойчивость опоры. Траверсу с проводами крепят к остающейся стойке цепным бандажом (одинарная траверса на

опорах без троса), стяжным болтом или специальным, кронштейном (на тросовых опорах или на линиях с большим сечением проводов). Грозозащитный трос крепят к незаменяемой стойке. Заменяемую стойку освобождают от болтов, соединяющих ее с другими деталями опоры.

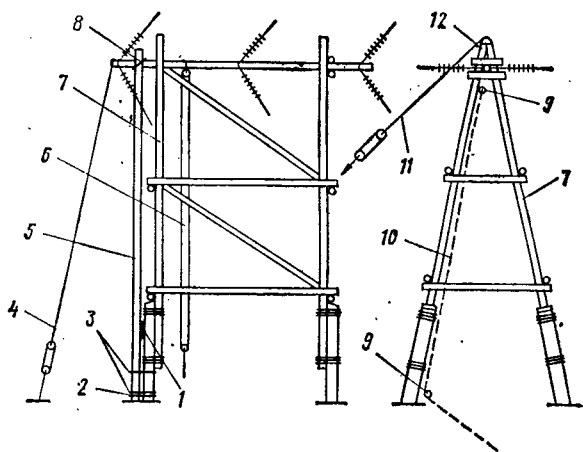


Рис. 103. Замена стойки анкерной опоры с применением вспомогательной стойки:

1 — дистанционная прокладка, 2 — деревянная подкладка, 3 — цепные бандажы, 4 — оттяжка с полиспастом 30 кН, 5 — вспомогательная стойка, 6 — бесконечный канат, 7 — заменяемая стойка, 8 — цепная стяжка, 9 — блоки, 10 — тяговый канат, 11 — оттяжка с полиспастом 15 кН, 12 — стяжной болт

На остающейся стойке устанавливают блок с тяговым канатом. На линии, находящейся под напряжением, расстояние от блока до уровня подвески проводов должно быть не менее 1,5 м для линии 110 кВ и 1 м — для 35 кВ. Один конец каната крепят к заменяемой стойке, а второй — через отводный блок на пасынке — к тяговому механизму. К нижней части заменяемой стойке крепят оттяжку. Далее работы ведутся, как и в предыдущем случае. Стойку нужно опускать вдоль линии комлем в сторону оставшейся стойки.

Если тяжения по проводам в пролетах, прилегающих к анкерной опоре, на которой необходимо заменить стойку, значительно различаются по величине (например, в случае замены стойки на концевой опоре или при большой разнице длин примыкающих пролетов), то замену стойки производят с использованием вспомогательной стойки (рис. 103). Последнюю в этом случае устанавливают параллельно заменяемой и соединяют с пасынком цепными бандажми

со стороны, противоположной заменяемой стойке. Между вспомогательной стойкой и пасынком устанавливают прокладки. К вспомогательной стойке цепным бандажом крепят траверсу. Траверсу крепят также дополнительно к заменяемой стойке с помощью стяжного болта. Порядок операции в этом случае аналогичен приведенному выше при замене стоек П-образных опор с использованием вспомогательной стойки.

Замена стоек АП-образных опор под напряжением допускается только при углах поворота трассы менее 30° . Применение тросовых оттяжек при работе под напряжением не допускается.

Состав бригад при замене стоек: три-четыре человека при использовании автовышек и пять-шесть человек при замене стоек анкерных опор без применения автовышек.

Трудозатраты на замену одной стойки составляют 8—10 чел.ч при замене стоек П-образных опор и до 24 чел.ч при замене стоек АП-образных опор.

§ 53. Замена траверс

Замену траверс, как и замену стоек, производят на отключенной линии и под напряжением. Однако замену траверс под напряжением производят реже, так как это связано с касанием к изоляторам, находящимся под напряжением, а сама работа — более трудоемкая и сложная.

Замена траверс на отключенной линии с использованием телескопической автовышки. Этот метод наиболее удобен при замене траверс промежуточных П-образных опор без раскосов. Автовышку с укрепленной вертикально телескопической частью устанавливают вдоль линии у опоры со стороны, противоположной заменяемой траверсе, так, чтобы телескопическая часть оказалась после подъема как можно ближе к среднему проводу со стороны комля траверсы. На верхнем звене устанавливают отводной блок с пропущенным через него канатом грузовой лебедки автовышки. Канат крепят к траверсе рядом с точкой подвеса среднего провода.

К концам траверсы привязывают две веревочные оттяжки. Канат натягивается, болты, крепящие траверсу к стойкам, выбиваются, и траверса вместе с проводами опускается на землю; положение ее регулируется оттяжками.

На земле провода отцепляют от заменяемой траверсы и крепят к новой, к которой затем прикрепляют тяговый канат и оттяжки. Производят подъем траверсы с проводами.

Монтеры, находящиеся на стойках опор, сигнализируют об окончании подъема, когда отверстия под болт в траверсе и стойке окажутся на одном уровне, устанавливают крепежные болты, и траверса закрепляется на место. Следует учесть, что допустимая нагрузка на верхнее звено выпускающихся в настоящее время автовышек не превышает 4000 Н. Поэтому описанный метод может быть применен, если масса траверсы и проводов в пролете не превышает 200 кг.

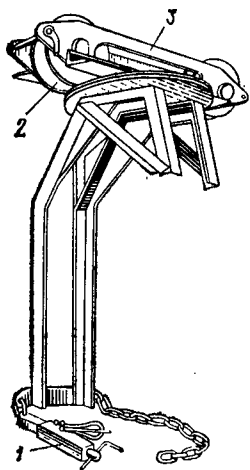


Рис. 104. Головной ролик:

1 — цепная стяжка, 2 — ролик, 3 — поворотная траверса

При массе траверсы с проводами не более 350 кг вместо блока с тяговым тросом на верхнем звене телескопической части устанавливают неподвижный блок полиспаста, подвижный блок которого крепится к траверсе, а ходовой конец — к концу троса грузовой лебедки. При большей массе траверсы с проводами необходимо предварительно опустить один, два или все провода.

Если П-образная опора имеет раскосы, то замену траверсы с помощью автовышки производят либо с предварительным опусканием раскосов, либо с опусканием одного из край-

них проводов на землю, а среднего — на раскосы. Автовышку при этом устанавливают у стойки опоры со стороны оставшегося подвешенным провода. Конец тягового каната или подвижный блок полиспаста крепят к траверсе рядом со стойкой со стороны висящего провода. Канат натягивается грузовой лебедкой, траверса освобождается от болтов, крепящих ее к стойкам, и опускается в горизонтальном положении на 1—2 м выше среднего провода, лежащего на раскосах. С помощью веревочных оттяжек, прикрепленных к концам траверсы, ее разворачивают вдоль оси линии и опускают на землю. Подъем новой траверсы производят также вместе с одним проводом в обратной последовательности. После закрепления новой траверсы к стойкам подвешивают на место средний и второй крайний провода.

Замена траверс с помощью головного ролика. Головные ролики (рис. 104) устанавливают на вершины стоек опоры при замене траверс бестросовых опор. Если на опоре подвешены грозозащитные тросы, то вместо головных роликов

на тросостойках на 1—2 м выше траверсы крепят два одно-роликовых блока. Через каждый блок или головной ролик пропускается тяговый канат, присоединяемый одним концом к траверсе вблизи места крепления к стойкам, а вторым (через отводный блок у основания опоры) — к уравнительному блоку (рис. 105) и далее к тяговому механизму. Оба каната натягиваются, траверса освобождается от болтов, крепящих ее к стойке, и вместе с проводами опускается на землю. При наличии расколов их предварительно разводят. После перецепки проводов на новую траверсу последнюю поднимают и крепят к стойкам, после чего восстанавливается крепление расколов. Если мощность тягового механизма не позволяет производить подъем траверсы вместе с проводами, их опускают и поднимают отдельно. Один из тяговых канатов в этом случае крепится ближе к среднему проводу.

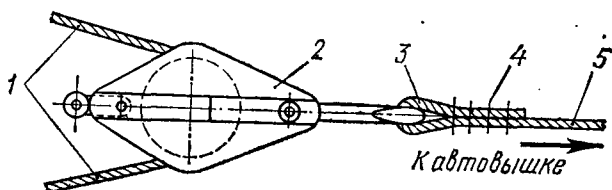


Рис. 105. Уравнительный блок:

1 — уравнительный канат, 2 — блок, 3 — коуш, 4 — зажимы, 5 — тяговый канат

Если замену траверсы производят без разборки крепления расколов, то необходимо предварительно опустить все провода. При этом провода крайних фаз опускаются на землю, а средней фазы — на расколы. После удаления болтов, соединяющих траверсу со стойкой, ослабляют один из канатов и траверсу переводят в вертикальное положение. Если средний провод, лежащий на расколах, может помешать опустить траверсу в вертикальное положение, то канат, на котором она останется висеть, следует крепить несколько ближе к середине траверсы. По мере ослабления второго каната траверсу приподнимают так, чтобы ее конец опустился, не задевая средний провод. При таком способе уравнительный блок не устанавливают, а каждый тяговый трос крепят к отдельному механизму или полиспасту.

Замена траверсы возможна и без опускания ее в вертикальное положение. Для этого к одному из ее концов крепят веревочную оттяжку, переброшенную через средний провод в противоположную сторону. По мере опускания

траверсы ее с помощью оттяжки разворачивают вдоль оси линии так, чтобы средний провод не препятствовал ее опусканию. Подъем новой траверсы выполняют в обратном порядке.

Замена траверс под напряжением допускается, если между приспособлением для отцепки изоляторов и проводом находится не менее двух исправных изоляторов для линий

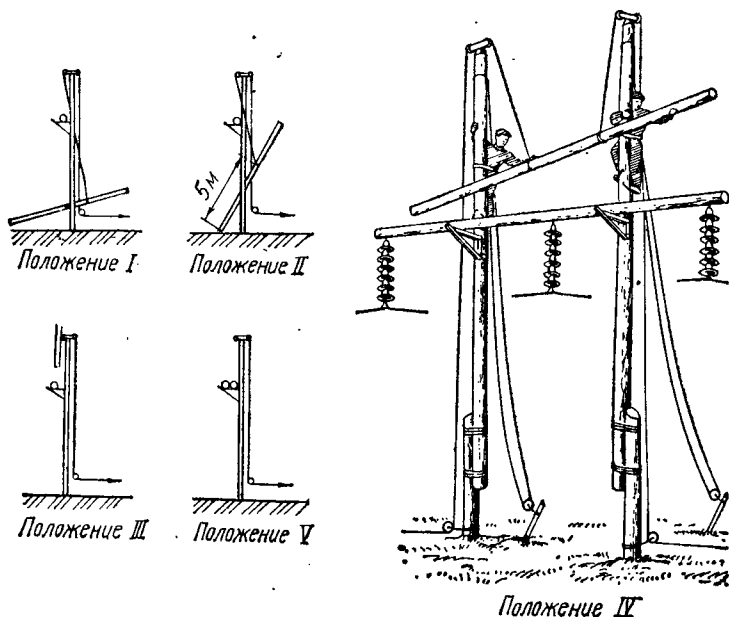


Рис. 106. Замена траверсы методом опускания

напряжением 35 кВ и четырех — для линий 110 кВ. В связи с этим непосредственно перед работой по замене траверс все изоляторы на опоре проверяют штангой. В арматуре и изоляторах должны быть на месте все шпильки и замки. Выпускающие поддерживающие зажимы и зажимы с ограниченной прочностью заделки на ремонтируемой и смежных с ней опорах должны быть заклиены.

Не допускается замена траверс под напряжением, если в смежных с ремонтируемой опорой пролетах имеется повреждение более 17% проволок для медных и алюминиевых проводов и более 34% для сталеалюминиевых проводов и ремонт этих повреждений к моменту замены траверсы не произведен.

Замена траверс под напряжением методом опускания (рис. 106). На стойках П-образной опоры на 4—4,5 ниже траверсы для линий 110 кВ и на 3—3,5 м для линий 35 кВ устанавливают два кронштейна с той же стороны, что и траверса. На стойках устанавливают головные ролики или однороликовые блоки, через которые перебрасывают конец тягового каната. Один конец каната прикрепляют к траверсе, а другой через отводные блоки у основания пасынков к тяговому механизму. После натяжения канатов траверса освобождается от болтов, крепящих ее к стойке, и опускается в горизонтальном положении на кронштейны. Один из тяговых канатов крепят к новой траверсе несколько выше ее центра тяжести. Новую траверсу поднимают вдоль стойки в вертикальном положении, которое регулируется оттяжкой.

После подъема, когда нижний конец траверсы поднимается выше уровня проводов, монтер, находящийся на стойке, вдоль которой поднимается траверса, прикрепляет к ней конец второго тягового каната, траверса выводится с его помощью в горизонтальное положение и опускается во внутренние гнезда кронштейна.

Обе траверсы закрепляют на кронштейнах захватами. Далее производят перцепку гирлянд изоляторов со старой траверсы на новую. При перцепке гирлянд используется на линиях 110 кВ хомут из дельта-древесины (см. рис. 89, а), который заводится под тарелку первого или второго изолятора и натягивается с помощью одного из тяговых канатов. На линиях 35 кВ для этой цели используется металлический хомут, закрепляемый за шапку первого изолятора. После перцепки гирлянд заменяемую траверсу крепят к одному из тяговых канатов несколько выше центра тяжести, другой канат крепят вблизи отверстия под болт. Заменяемую траверсу поднимают сперва в горизонтальном положении, затем опускают второй канат так, чтобы траверса, занимая вертикальное положение, не приблизилась к проводам на опасное расстояние. После этого заменяемую траверсу опускают на землю. Новую траверсу с помощью обоих тяговых канатов поднимают и устанавливают. Приспособления снимают с опоры. Если П-образная опора имеет раскосы, то перед началом работ их разводят, а по окончании — устанавливают на место.

Замена траверс анкерных опор под напряжением производится лишь при наличии сдвоенных отдельно расположенных траверс. Эту работу производят методом последовательных разворотов. На одной из А-образных ферм

опоры устанавливают повыситель с поворотным устройством. Под заменяемой траверсой устанавливают кронштейны, а над петлями проводов — ограждения, приспособления для временного крепления гирлянд и стяжное устройство. С помощью стяжного устройства гирлянды последовательно отцепляют от заменяемой траверсы и нагрузку от них переводят на приспособления для временного крепления гирлянд, закрепленные к незаменяемой траверсе. К этим же приспособлениям крепят ограждения. Заменяемую траверсу освобождают от всех креплений, выводят из А-образной фермы и с помощью поворотного устройства и тягового троса с последовательными разворотами опускают на землю. Подъем новой траверсы, ее установку и крепление изоляторов производят в обратной последовательности.

Замена одиночных или двоянных траверс, установленных вплотную друг к другу, производится только с отключением линии. На вершинах обеих А-образных частей опоры устанавливают однорольковые блоки с пропущенными в них тяговыми канатами. Заменяемую траверсу освобождают от болтов, соединяющих ее с верхними подтраверсными брусьями; при этом болты полностью не удаляют, благодаря чему сохраняется соединение траверсы с нижними брусьями. Подъем новой траверсы производят одним из канатов в вертикальном положении так, чтобы ее нижний конец можно было вывести поверх среднего провода. Затем траверсу переводят в горизонтальное положение с помощью второго троса и заводят между стойками.

Новую траверсу укладывают над заменяемой и поверх нее устанавливают новые брусья. К ним, а также к верхним брусьям заменяемой траверсы крепят новую траверсу. Перцепку гирлянд изоляторов на новую траверсу производят с помощью механизма, который использовался для подъема траверсы. Старую траверсу и лишние подтраверсные брусья удаляют. Если новую траверсу устанавливают ниже старой, то после подъема в горизонтальное положение ее временно крепят с помощью цепных бандажей к заменяемой траверсе; под новой траверсой устанавливают новые подтраверсные брусья. Новую траверсу скрепляют с этими брусьями и нижними брусьями старой траверсы.

Для установки новой траверсы на место старой последнюю укрепляют дополнительно к стойкам с помощью цепных бандажей. Затем освобождают нижние подтраверсные брусья от соединения с одной из строек и траверсой и ослабляют соединение их с другой стойкой. После этого переводят

брусья в вертикальное положение. Затем освобождают траверсу от соединения с верхними подтраверсными брусьями и с помощью двух тяговых канатов, переброшенных через головные ролики или блоки, установленные на вершинах А-образных стоек, опускают траверсу так, чтобы поверх нее можно было завести и закрепить новую траверсу. Старую траверсу крепят к стойкам цепными бандажами. Если на опоре имеется поворот трассы линии, то до ослабления креплений старой траверсы к вершинам А-образных стоек необходимо прикрепить оттяжку со стороны внешнего угла поворота трассы. Оттяжку натягивают полиспастом с силой 30—50 кН.

После подъема новой траверсы ее прикрепляют к подтраверсным брусьям и перецепляют на нее провода со старой траверсы. Старую траверсу опускают на землю.

Бригада по замене траверс промежуточных опор состоит из четырех-пяти человек, анкерных опор — пяти—семи человек. Трудозатраты на замену одной траверсы составляют для промежуточных опор 6—8 чел·ч в зависимости от наличия раскосов у опоры для анкерной опоры при сдвоенных траверсах — 15—18 чел·ч, при одиночных с установкой новой траверсы на место старой — 21—24 чел·ч.

§ 54. Замена вспомогательных деталей опор и установка временных накладок

Замену раскосов, распорок и подкосов промежуточных и анкерных опор в большинстве случаев производят без отключения линии. Замена распорок и раскосов не требует применения каких-либо мер по обеспечению прочности и устойчивости опоры, если основные детали не имеют значительного загнивания. При замене распорок и раскосов на стойках опоры на 1—1,5 м выше точек крепления заменяемой детали устанавливают однороликовые блоки с пропущенными в них тяговыми хлопчатобумажными или стальными канатами. Один конец каждого каната крепят к заменяемой детали, второй пропускают через отводной блок у основания стойки и крепят через уравнильный блок к тяговому устройству или механизму (полиспасту, лебедке, автомашине).

После натягивания канатов заменяемую деталь освобождают от болтов, соединяющих ее со стойками и другими деталями опоры, и опускают на землю. Подготовленную в соответствии с заменяемой новую деталь прикрепляют к канатам и поднимают на опору. Для регулирования положения

опускаемой и поднимаемой детали могут быть использованы веревочные оттяжки. Новую деталь устанавливают на место заменяемой и восстанавливают крепление ее к другим частям опоры.

Замену подтраверсных брусьев производят под напряжением, если расстояния от проводов до стоек опоры позволяют производить подъем монтера до верха опоры, или на отключенной линии. Для замены верхних брусьев не требуются какие-либо дополнительные меры для временного закрепления траверсы. Верхний брус освобождают сначала от болта, соединяющего его с траверсой, а затем — от соединения со стойками опоры. С помощью хлопчатобумажного каната, переброшенного через однорوليковый блок, или полиснаста опускают заменяемый и поднимают новый брус, который закрепляют на месте заменяемого.

При замене нижних брусьев траверсу предварительно крепят к верхнему брусу или стойкам опоры с помощью цепных бандажей или стяжного болта (рис. 107). Перед удалением болтов, служащих для соединения бруса со

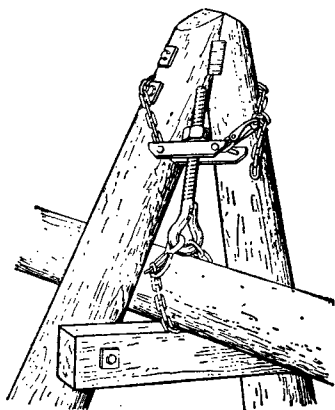


Рис. 107. Крепление траверсы при замене подтраверсных брусьев

стойками, брус привязывают к подъемному канату и последний натягивают. Поднятый для установки новый брус отвязывают от каната только после закрепления его к обеим стойкам. Далее с траверсы снимают цепной бандаж или стяжной болт и крепят ее к новому брусу. Регулирование положения бруса при подъеме осуществляется оттяжкой. Если замену брусьев производят под напряжением, их подъем и опускание ведут с помощью бесконечного каната (см. рис. 101).

Прежде чем производить замену подкосов угловых

опор, необходимо разгрузить заменяемую деталь. Замена подкосов под напряжением допускается при углах поворота трассы не более 45° . Разгрузка подкосов от механических усилий достигается с помощью оттяжек. Оттяжки крепятся к траверсе опоры вблизи подтраверсных брусьев для анкерных угловых опор или к стойкам опоры вблизи места крепления к ним подкосов для промежуточных угловых

опор. Оттяжки могут быть выполнены из хлопчатобумажного или стального каната в зависимости от угла поворота линии, количества и сечения проводов и тросов, подвешенных на опоре. Если замену подкосов производят под напряжением, то крепление оттяжек к траверсе опоры должно осуществляться через вспомогательную гирлянду изоляторов. Длина этой гирлянды должна быть равна двойной длине рабочей гирлянды изоляторов на этой линии. Изоляторы вспомогательной гирлянды перед использованием должны быть проверены. Применение оттяжек без вспомогательных гирлянд допускается при замене подкосов анкерных угловых опор под напряжением, если угол поворота линии на ремонтируемой опоре не превышает 15° . В этом случае оттяжку крепят к постоянным или временным горизонтальным распоркам опоры по А-образной ферме на расстоянии не ближе 2 м от уровня проводов. Крепление оттяжек и вспомогательной гирлянды к опоре выполняется тросовыми хомутами. Натяжение оттяжек достигается полиспастами или лебедками соответствующей грузоподъемности. При замене подкосов анкерных угловых опор для повышения безопасности работы ближайшая к сменяемому подкосу петля провода должна отводиться с помощью изолирующей штанги, имеющей на конце винтовой зажим, исключающий выскальзывание провода. К другому концу штанги крепят веревочную оттяжку, оттягивающую штангу вместе с петлей провода от заменяемого подкоса.

На обеих стойках опоры, к которым крепится подкос, устанавливают однороликовые блоки с тяговым канатом. Один конец каната крепят к заменяемой детали, второй — через уравнильный блок к тяговому механизму. Создается натяжение канатов, подкос освобождается от соединения с другими деталями опоры и опускается на землю. После подготовки нового подкоса его поднимают на опору, регулируя положение веревочными оттяжками. Новый подкос закрепляют на опоре. С опоры снимают такелаж, приспособления, оттяжки и петля провода возвращается в исходное положение.

В некоторых случаях своевременная замена загнивших деталей опор может оказаться по каким-либо причинам невозможной. Тогда для предотвращения поломки они могут быть усилены в загнившем сечении с помощью накладок. Усиление отдельных загнивших деталей с помощью накладок производят также при замене под напряжением других деталей, если диаметр здоровой части древесины заменяемых деталей составляет не менее 0,85 минимально до-

пустимого диаметра. Усиление деталей производят, как правило, под напряжением. Накладки устанавливают на стойки и траверсы опор. Усиление пасынков производят установкой приставок — отрезков бревен, закапываемых в землю на 0,5—1 м рядом с пасынком и соединяемых с пасынком проволочными бандажами. Длина накладок должна перекрывать загнивший участок древесины не менее чем на 0,5 м в обе стороны. Накладки на прочие детали опор не устанавливают. Длина накладок на стойки при установке их под напряжением должна быть не более 8,5 м, а для траверсы — не более 1,5 м. Диаметр накладки должен быть не более диаметра усиливаемой детали.

Крепление накладок на траверсах и стойках осуществляется с помощью U-образных болтов на длительное время или цепных бандажей — на время замены других деталей опоры под напряжением. Для крепления накладок к стойкам допускается применение проволочных бандажей (при установке их не выше 2 м от уровня проводов) и сквозных болтов. Установка приставок к пасынкам и накладок является временным мероприятием и усиленные таким образом детали опор при первой же возможности должны быть заменены.

Замену раскосов, распорок и подтраверсных брусьев производит бригада в составе трех-четырех человек в зависимости от конструкции опоры и размеров заменяемых деталей, замену подкосов угловых опор — бригада из четырех-пяти человек. Установку накладок производят те же бригады, которые выполняют замену деталей опор. Трудозатраты на замену одной детали или установку одной накладки составляют 3—4 чел·ч.

Замена отдельных деталей деревянных опор намного упрощается, если опоры выполнены из унифицированных деталей, так как при этом исключается необходимость выполнения подтесок, сверления на трассе.

§ 55. Антисептирование деталей опор

Антисептирование древесины в эксплуатационных условиях производят обычно водорастворимыми антисептиками, так как использование маслянистых антисептиков требует громоздкого оборудования. В качестве антисептика наиболее часто используют «Донолит» (производства ГДР), «Триолит», препарат ХМ-5 по ГОСТ 13327—73 и другие фтористо-натриевые пасты.

Антисептирование деталей опор можно производить

до установки (на базе или на специальном полигоне) или после установки (наложение антисептических бандажей, заливка трещин в деталях опор) на линию. До установки на линию антисептируют непропитанную маслянистыми антисептиками древесину, имеющую влажность не менее 60%. Проникновение водорастворимого антисептика в древесину происходит за счет диффузии. При влажности менее 60% диффузия происходит очень медленно, а при влажности менее 20% вообще не происходит.

Большинство антисептических паст выпускаются заводами в готовом для применения виде и должны храниться в заводской таре до применения. Качество антисептической пасты подтверждается заводскими сертификатами на каждую партию и может быть проверено анализом проб в лаборатории предприятия или энергосистемы.

Пасту-концентрат непосредственно перед употреблением на месте работ разводят до необходимой сметанообразной консистенции водой из расчета 250—300 г воды на 1 кг пасты.

Антисептик наносят ровным слоем на всю поверхность бревна с помощью кистей. Сперва обмазывают одну сторону, затем бревно перекатывают к штабелю и обмазывают вторую сторону и торцы. Поверхность следует обрабатывать при антисептировании тщательно, без пропусков. Очень важно точно соблюдать нормы расхода антисептика, так как его недостаточное количество приведет к уменьшению глубины проникновения. Норма расхода раствора антисептика составляет 4 кг на 1 м³ леса или 1 кг на 1 м² поверхности. Для облегчения контроля расхода обмазку производят из мерных ведер или используют мерные ковши при наполнении ведер.

Обмазанные антисептиком столбы укладывают в штабеля вплотную друг к другу. Нижний ряд бревен штабеля укладывают на деревянные подкладки толщиной 20—30 см. От раскатывания бревна предохраняют деревянными призмами, которые прибивают гвоздями к крайним бревнам каждого ряда и к подкладкам нижнего ряда. Обычно нижний ряд штабеля состоит из 9—11 бревен. При устройстве штабелей большего размера должны применяться дополнительные меры против раскатывания штабеля.

Во избежание вымывания антисептика с уложенных в штабеля бревен во время дождей штабеля тщательно укрывают водонепроницаемым материалом или закрывают фанерными щитами. Места стыков уплотняют, чтобы исключить протекание воды. Края покрытия каждого штабеля присы-

пают землей. В результате этого высыхание древесины в штабеле будет замедлено и диффузия будет происходить более равномерно и интенсивно во время нахождения бревен в штабеле.

Закрытый штабель выдерживают 60—90 дней. После этого штабель немного вскрывают с одного из концов и берут пробу из нескольких бревен. Пробу отбирают на расстоянии около 20 см от конца бревен с помощью пустотелого бурава или стамески. Образующиеся отверстия заделывают антисептическими пробками. Взятые образцы древесины исследуют в лаборатории и определяют наличие, концентрацию и глубину проникновения антисептика в древесину. При глубине проникновения антисептика менее 20 мм штабель укрывают вновь и оставляют еще на 30—40 дней.

Вместо укладки в штабеля может применяться гидроизоляция антисептика двумя слоями специального гидроизоляционного состава, которые наносят на каждый столб. Первый слой наносится после высыхания слоя антисептика в течение 1—1,5 сут, второй — после высыхания первого. Обмазанные столбы выдерживают в штабеле в течение 30 дней.

Правильность нанесения пасты на столбы проверяют, сопоставляя нормы расхода с фактическим расходом пасты при антисептировании. Если проверка показывает, что расход пасты оказался меньше нормативного более чем на 20%, проводят повторное покрытие пастой. Контроль расхода и повторное покрытие пастой необходимо выполнять до нанесения гидроизоляционного покрытия.

Установленные на линии опоры антисептируют путем обмазки антисептиком и наложения бандажей на пасынки опор, заливки трещин горизонтально расположенных деталей и обмазки торцов вертикально или наклонно расположенных деталей. Наложение антисептических бандажей производят главным образом на детали из непропитанной древесины. На детали, пропитанные ранее антисептиками, бандажки можно накладывать после нескольких лет эксплуатации, когда произойдет выщелачивание антисептика из наружных слоев древесины. Хорошо пропитанные маслянистыми антисептиками бревна плохо поддаются повторному антисептированию с помощью бандажей, так как большое количество маслянистого антисептика в наружных слоях древесины препятствует диффузии водорастворимого антисептика. Заливку трещин в горизонтальных и наклонных элементах опор и обмазку верхних торцов этих деталей производят и на пропитанных маслянистыми антисептиками

ми бревнах, так как появившиеся в процессе эксплуатации трещины часто открывают непропитанные слои древесины и остающаяся в трещинах влага способствует интенсивному загниванию. Повторному антисептированию не следует подвергать детали опор, имеющие наружное загнивание, так как гнилые слои древесины препятствуют диффузии антисептика.

Обмазку и наложение бандажей на пасынки опор производят обычно с их частичной откопкой. Если меженный уровень грунтовых вод выше уровня земли, то откопку пасынка не производят, и бандаж накладывают на расстоянии 10 см от воды. В остальных случаях глубина откопки пасынка до 0,8 м и бандаж накладывают на опасное сечение пасынка. Ширина бандажа обычно 0,5—0,8 м.

Детали, величина наружного загнивания которых не вызывает необходимости их замены, перед повторным антисептированием очищают от гнили. При наличии внутреннего загнивания повторное антисептирование не производят.

Антисептирование деталей стоящих на линии опор проводят на основании данных ревизии состояния опор, в результате которой выявляются появившиеся трещины, интенсивное вымывание ранее нанесенного маслянистого или водорастворимого антисептика. Первое антисептирование деталей, пропитанных маслянистыми антисептиками, обычно проводят через 10 лет после их установки. Детали, обработанные водорастворимыми антисептиками, впервые антисептируют через 5 лет эксплуатации. Антисептирование повторяют через каждые 6—7 лет.

Наиболее благоприятное время для проведения работ — сразу же после весеннего паводка, когда древесина имеет наибольшую влажность. На болотистых участках трассы линии дополнительное антисептирование целесообразно выполнять при наиболее низком уровне грунтовых вод, т. е. в конце лета.

Антисептический бандаж защищает от гниения участок древесины, непосредственно закрытый бандажом, а также на 20—30 см выше верхней кромки бандажа и ниже нижней кромки.

Откопанный пасынок в месте наложения бандажа очищают от грязи и обмазывают с помощью кисти ровным слоем антисептической пасты. Приготовление и расход пасты такие же, как при антисептировании древесины до установки на линии. Обмазанную антисептиком часть пасынка закрывают гидроизоляционным бандажом из толя, брезола и

других материалов. Пасынок можно закрывать куском материала шириной и длиной, соответствующими необходимому размеру бандаж. При этом один край куска прикладывают ровно по вертикали к пасынку и прибивают толстыми гвоздями. Затем бандаж плотно обвертывают вокруг пасынка и второй конец его также прибивают. Концы бандаж должны находить друг на друга не менее чем на 10 см. Края бандаж предохраняют от затекания воды внутрь путем обмотки их липкой поливинилхлоридной лентой или мягкой печной проволокой, прибиваемой несколькими гвоздями.

Кроме того, поверхность бандаж и детали опоры на 30 см выше и ниже бандаж покрывают гидроизоляционным слоем. Допускается наложение бандаж в виде полосы того же материала шириной 20 см, которая оборачивается вокруг пасынка по спирали снизу вверх.

Гидроизоляционный бандаж предохраняет нанесенный на пасынок антисептик от вымывания. Диффузия происходит за счет влажности самого столба до антисептирования и увлажнения его в дальнейшем за счет грунтовых вод. В течение одного года после антисептирования заболонь пасынка под бандажом и на 20—30 см вверх и вниз от его краев пропитывается антисептиком. Контроль качества антисептирования ведут взятием проб древесины под бандажом, после чего образующиеся отверстия в бревне заделывают пробкой и обмазывают битумом.

Иногда антисептические бандаж делают централизованно. В этом случае бандаж состоит из двух слоев: внешнего — из гидроизоляционного материала и внутреннего — из мешковины или другой аналогичной однородной ткани с нанесенным на нее антисептиком. Ширина внешнего слоя бандаж 50 см, внутреннего — 40 см, длина 5—6 м. Мешковину накладывают на гидроизоляционный слой и на нее наносят маховой кистью или специальной лопаткой антисептическую пасту, не доходя до краев мешковины примерно на 3 см. Затем пасту накрывают вторым таким же слоем мешковины или присыпают торфяной крошкой и бандаж сворачивают в рулон, который завязывают, чтобы предотвратить самопроизвольное раскручивание.

Приготовленные бандаж укладывают в полиэтиленовые мешки, а затем в металлические бочки, которые плотно закрывают крышкой. К изготовленным бандажам должен быть приложен документ с записанной датой изготовления бандаж. Бочки с бандаж должны храниться в горизонтальном положении. Срок хранения бандаж не более трех

Таблица 12. Длина бандажей и расход антисептика на бандаж

Диаметр столба в месте установки бандажа, см	Длина бандажа, см	Расход антисептика на один бандаж, кг	
		готовой пасты	в том числе сухого порошка антисептика
До 20	70	0,7	0,35
21—25	80	0,8	0,4
26—30	100	1,0	0,5
31—35	115	1,15	0,6
36—40	130	1,3	0,7

недель при температуре не выше 15 и не ниже -5°C . Наложение таких бандажей выполняют аналогично описанному выше. Перед наложением бандажей снимают слой ткани, прикрывающей пасту.

У опор в зависимости от диаметра столба отрезается кусок бандажа необходимой длины. Длина бандажа и расход антисептика в зависимости от диаметра столбов приведены в табл. 12.

Для дополнительного антисептирования торцов вертикальных или наклонных деталей опор к соответствующей детали прибивают кольцо из жести или толи (рис. 108). В кольцо вкладывают кусок мешковины со слоем антисептика (этим слоем к детали опоры). Сверху устанавливают колпак с отверстиями, через которые может проникать дождевая вода. В результате смачивания антисептика происходит его растворение и диффузия в древесину. Для учета устанавливаемых антисептических бандажей ведут соответствующий журнал.

Антисептирование пасынков производят без отключения линии. Заливку трещин производят с помощью лейки или специального прибора. Работа по заливке трещин на траверсах в ряде случаев требует отключения линии. Анти-

септиком заполняют все трещины в верхней части горизонтальных деталей на всю глубину. Чтобы предотвратить вымывание антисептика, трещину поверх антисептика зали-

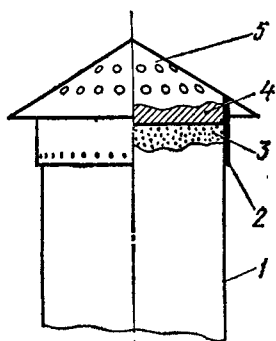


Рис. 108. Защита вершины опоры:

1 — опора, 2 — жестяной пояс, 3 — антисептическая паста, 4 — мешковина, 5 — дырчатый колпачок

Дата установки бандаж	Порода древесины	Номер опоры	Дата установки опоры	Способ первичной пропитки опоры и наименование антисептика	Имелось ли загнивание перед бандажированием (внутреннее, наружное), его размеры	Дата предыдущего бандажирования и использованный антисептик	Почвенные условия	Примечание
-----------------------	------------------	-------------	----------------------	--	---	---	-------------------	------------

вают кузбасским лаком или битумом. Аналогично обрабатывают все места сочленений деталей опор.

При работе с антисептиками должны соблюдаться правила техники безопасности, так как в состав антисептиков входят ядовитые вещества. Хранить антисептики следует в плотно закрытых металлических бачках или бидонах. Помещение, в котором хранятся антисептики, должно запереться и иметь хорошую вентиляцию. Отмеривание порошкообразных антисептиков следует производить в пылеулавливающих респираторах. Разведенные водой антисептики менее опасны и респираторы при работе с ними не требуются. Работы по антисептированию следует выполнять в специальной одежде, которую нужно хранить отдельно от остальной спецодежды. Использовать ее при других работах запрещается. Для того чтобы антисептик не попал на кожу рук, их надо защищать рукавицами. Лицо работающий защищает специальными пастами (ХИОТ-6, ИЭР-1 и др.), которые легко смываются водой с мылом. Глаза защищают герметическими или противопылевыми очками.

Во время работы запрещается курение. Перед приемом пищи необходимо тщательно вымыть руки и смыть пасту с лица.

Тару из-под антисептиков запрещается использовать для хранения других материалов. Остатки антисептика, а также все следы его, остающиеся после работы на земле, необходимо закопать, так как они могут вызвать отравление попавших на это место впоследствии людей или животных. Место на территории РПБ или полигоне, где производится антисептирование, должно быть огорожено, чтобы предотвратить случайное попадание туда посторонних. Входить в жилые помещения в спецодежде для антисептирования за-

прещается. На месте работ постоянно должна находиться аптечка. При малейших признаках отравления (головная боль, потливость, повышение температуры, раздражение кожи и слизистых оболочек) пострадавший должен немедленно обратиться к врачу.

§ 56. Выправка деревянных опор

Наклон опор проверяется во время осмотров трассы линии с помощью отвесов, уровней или угломерных инструментов.

Опоры, имеющие недопустимые наклоны, обусловленные ослаблением бандажного соединения стойки с пасынком, выправляются под напряжением без откопки пасынков. Если ослабление бандажей вызвало проседание стойки в бандажах и перекос траверсы, а наклон опоры вдоль линии отсутствует, то сначала производится выправка, а затем исправление и подтяжка бандажей, так как в противном случае они будут мешать выправке. Нередко такая выправка производится одновременно с заменой пасынка или стойки.

Для выправки опоры под торец стойки, просевшей в бандажах, устанавливается домкрат (при расстоянии нижнего конца стойки от земли не более 1,5 м) или тренога, в станину которой встроен винт, плавно регулирующий высоту треноги. Домкраты устанавливают на подкладки из досок или шпал, скрепляемые между собой строительными скобами. Стойки треноги должны опираться на специальные башмаки или на подкладки.

После установки домкрата или треноги с помощью их винтов производится подъем просевшей стойки. Если бандажи были ранее выправлены и подтянуты, их необходимо поочередно заменить цепными бандажами, которые не затягивают полностью. После того как стойка и траверса опоры займут нормальное положение, выправка прекращается и устанавливают новые бандажи или выправляют и перетягивают старые. Раскосы или распорки, препятствующие выправке, временно снимают. После закрепления стойки постоянными бандажами распорки и раскосы устанавливают на место. Выправку наклонов траверс деревянных опор при замене пасынков и стоек осуществляют с помощью приспособлений, используемых при этих работах. Выправку производят после удаления старой детали перед установкой новой (см. § 51, 52 и 53 настоящей главы).

Ослабление бандажного крепления стойки с пасынком

может привести к смещению стойки в бандажах вдоль линии и вызвать тем самым наклон опоры. Такой наклон выправляется также под напряжением, без откопки пасынков (рис. 109) с помощью полиспастов, лебедок или других приспособлений, обеспечивающих плавное возвращение опоры в нормальное положение.

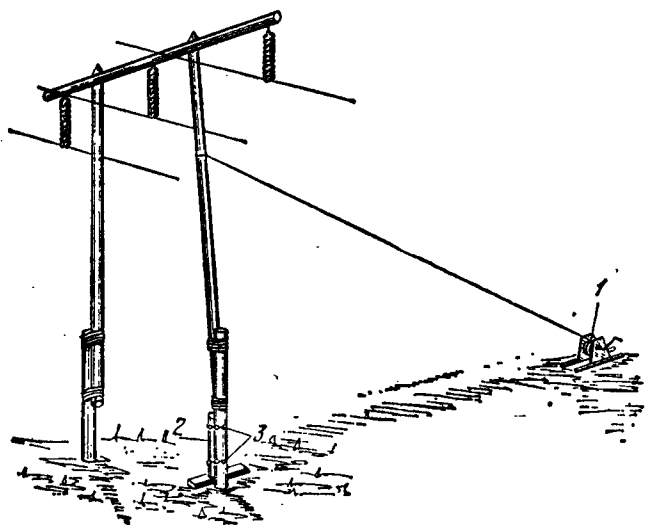


Рис. 109. Выправка промежуточной опоры вдоль оси линии:
1 — лебедка, 2 — подставка, 3 — цепные бандажи

Подвижный блок полиспаста или конец троса лебедки крепится на высоте не более 2 м до уровня проводов с помощью тросового или веревочного хомута к стойке, имеющей наклон в бандажах. Неподвижный блок полиспаста или лебедку устанавливают вдоль оси линии со стороны, противоположной наклону стойки. Расстояние от лебедки или места крепления неподвижного блока полиспаста до опоры должно быть несколько больше высоты крепления троса или полиспаста к стойке опоры.

Чтобы предотвратить проседание выправляемой стойки в бандажах в процессе выправки, под торец стойки устанавливают подкладки из шпал или вертикально стоящего бревна, скрепленного с пасынком цепными бандажами. После того как стойка займет вертикальное положение, выправка прекращается. Проволочные бандажи выправляют и подтягивают илч при необходимости поочередно заменяют новыми.

В тех случаях, когда недопустимый наклон опоры вызван изменением положения опоры в грунте, для ее выправки откапывают основание опоры (пасынки). Глубина откопки зависит от конструкции опоры, наличия и количества ригелей. Под напряжением допускается выправка с откопкой пасынков деревянных промежуточных П-образных, анкерных и угловых АП-образных опор поперек линии и промежуточных П-образных опор вдоль линии с проводами сечением не более М-95 или АС-150 и при угле поворота не более 45° . Выправка одностоечных опор под напряжением с откопкой пасынков допускается, если отклонение стойки от вертикали не превышает 20° .

Выправку промежуточных, анкерных и угловых опор поперек линии производят с помощью оттяжки, которая крепится со стороны, противоположной наклону опоры в месте сочленения траверсы со стойкой. При выправке опоры под напряжением оттяжка крепится через вспомогательную гирлянду изоляторов, как и при замене стоек и подкосов угловых опор. Вместо вспомогательной гирлянды допускается применение тяги из изолирующего материала.

Без вспомогательной гирлянды или тяги оттяжка может крепиться к стойкам опоры, имеющим жесткие связи между собой; крепление производится на 2 м ниже уровня проводов. Второй конец оттяжки крепится к подвижному блоку полиспаста или лебедке грузоподъемностью не менее 15 кН. Место установки лебедки или якоря неподвижного блока полиспаста при работе под напряжением следует выбирать так, чтобы при натяжении оттяжка не приближалась к проводу крайней фазы.

Все пасынки опоры откапывают на глубину 1 м или до уровня ригелей. Пасынок подкоса угловой опоры (рис. 110) откапывают полностью и на край котлована укладывают бревно, к которому крепят неподвижный блок полиспаста для вывешивания подкоса при выправке опоры; подвижный блок полиспаста крепят к нижнему концу пасынка. Выправку опоры производят плавным натяжением оттяжки и прекращают, когда стойки пройдут вертикальное положение и отклонятся в противоположную сторону на 8—10 см. При выправке землю у пасынков и ригелей периодически подтрамбовывают.

Распорки, раскосы и другие детали, препятствующие выправке опоры, удаляют до начала выправки. По окончании работы пасынки засыпают землей с послойной тщательной трамбовкой. Затем подтягивают болтовые соединения деталей опоры, выправляют и перетягивают, а в случае

необходимости поочередно заменяют проволочные бандажи. Приспособления снимают с опоры.

Выправку промежуточных опор вдоль линии под напряжением выполняют только при подвеске проводов в глухих поддерживающих зажимах, из которых перед выправкой

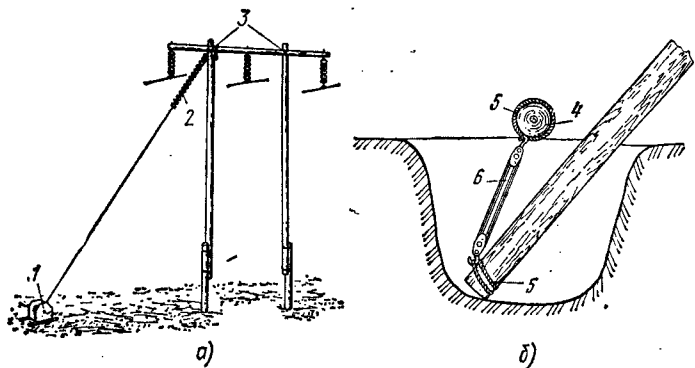


Рис. 110. Выправка промежуточной угловой опоры:

а — крепление оттяжки, *б* — выправка подкоса; 1 — лебедка (15 кН), 2 — вспомогательная гирлянда, 3 — цепной бандаж, 4 — бревно, 5 — петля из хлопчатобумажного или капронового каната, 6 — полиспаст

опор с изолирующих площадок, лестниц удаляют прижимные плашки. Выправку опор вдоль линии производят с помощью полиспастов или лебедок, устанавливаемых вдоль линии со стороны, противоположной наклону опоры, по одному на каждую стойку опоры.

Подвижные блоки полиспастов или концы тросов лебедки крепят к стойкам опоры вблизи места крепления траверсы. Пасынки откапывают до ригелей или на глубину 1 м при отсутствии ригелей. Выправку опоры ведут так же, как и поперек линии. По окончании выправки гирлянды изоляторов устанавливают вертикально (при работе под напряжением — с изолирующих устройств), провода закрепляют в зажимах, подтягивают болтовые соединения опоры, выправляют или заменяют бандажи.

Выправку одностоечных промежуточных опор вдоль и поперек линии производят так же, как выправку П-образных опор. Во время выправки к стойке на 2 м ниже уровня проводов крепятся две веревочные оттяжки в плоскости, перпендикулярной направлению наклона и выправки опоры.

При выправке опор особое внимание необходимо обращать на крепление тяговых приспособлений к опоре и яко-

рям, так как их обрыв может привести к падению опоры и несчастным случаям. По этой же причине не допускается выправка опор рывками. Во время выправки пребывание монтеров на опоре запрещается.

В ряде случаев своевременная подтяжка и выправка или замена бандажей может предотвратить наклоны опор или даже их повреждение. Для выправки и подтяжки бандажа рядом с ремонтируемым бандажом должен устанавливаться цепной бандаж. После этого ослабляется болт, стягивающий ремонтируемый бандаж, освобождается один из концов проволоки бандажа и производится поочередная выправка витков бандажа. Затем затягивается болт и снимается цепной бандаж. Аналогично производится замена бандажей.

Выправку опор вдоль линии при замене их деталей производят те же бригады, которые производят замену деталей опор. Выправку опор как самостоятельную работу без откопки пасынков производит бригада в составе трех-четырех человек, с откопкой пасынков — бригада из четырех — шести человек. Выправку анкерных и угловых опор вдоль линии, требующую опускания проводов на землю, производит бригада из пяти — семи человек.

§ 57. Замена опор

В процессе эксплуатации линии может оказаться, что необходима замена большинства деталей какой-либо опоры. В этих случаях оказывается более целесообразным произвести замену опоры в целом, установив новую опору в непосредственной близости от старой. Иногда замена опор вызывается необходимостью увеличения габаритов проводов до земли, тогда старую опору заменяют на повышенную. В ряде случаев на старых линиях замена опор может производиться с целью упрощения конструкции линии, например замена транспозиционных и анкерных опор на промежуточные.

Сборка опор. Сборку новой опоры, подлежащей установке на линии, обычно производят до отключения линии. Опору собирают непосредственно у места ее будущей установки, если габариты от проводов линии в этом месте позволяют производить сборку без отключения линии, или несколько в стороне от этого места на безопасном расстоянии. В последнем случае после отключения линии собранная опора передвигается непосредственно к месту установки с помощью грузоподъемных механизмов с использованием катков.

Сборку опоры начинают с подготовки ее деталей к сопряжению. Если используются унифицированные детали опор или унифицированные металлические детали для сопряжения опор, то объем подготовительных работ оказывается минимальным и может свестись к необходимости просверливания отдельных отверстий под болты. При использовании необработанных столбов в процессе сборки опоры приходится выполнять все необходимые врубки, подтесы, отверстия. В результате объем работы значительно возрастает. При обработке деталей опор все врубки следует выполнять сплошным пропилом. Долбежка деталей не допускается. Глубина врубки не должна превышать проектную более чем на 5 мм, глубина затесов и отколов древесины не должна превышать 10% диаметра бревна. Обработанные места це-

лесообразно защищать от гниения обмазкой маслянистым антисептиком, разогретым до температуры 80—90°C, если детали были пропитаны таким антисептиком, или антисептической пастой.

Отверстия в деталях опор выполняют с помощью буров. При этом, во избежание загорания древесины от токов утечки, диаметр отверстий под штыри или детали крепления гирлянд изоляторов должен точно соответствовать диаметру вставляемой в отверстие детали. Диаметр остальных отверстий может превышать диаметр вставляемых болтов на 2—2,5 мм.

Подготовку деталей опор выполняют на горизонтальных помостах или подкладках из бревен.

Если не предусматривается защита вершушек стоек с помощью специальных металлических или шиферных колпачков, то подготовку стоек промежуточных порталных или одностоечных опор начинают с обработки вершушки на клин. Затем подготавливают стойку к сопряжению с пасынком. Для этого стойку на длине сопряжения (1,5—2 м) подтесывают так, чтобы плоскость сопряжения была параллельна продольной оси стойки. Если предусматривается использование двойных пасынков, то сразу же выполняют подтеску второй плоскости сопряжения с противоположной стороны стойки. Выполняют небольшие врубки в плоскости сопряжения для прохода болтов, стягивающих бандаж,

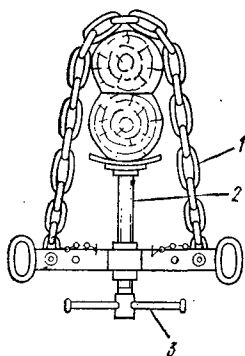


Рис. 111. Струбцина для сборки деревянных опор:

1 — цепь, 2 — натяжной болт, 3 — рукоятка

если установка таких болтов предусмотрена конструкцией собираемой опоры. При двойных пасынках делают также небольшие врубки для прохождения витков банджа со стороны, противоположной врубке под соответствующий стягивающий бандаж болт. Аналогично подготавливают к сопряжению деревянные пасынки. Плоскости сопряжения стойки и пасынка должны обеспечивать их плотное, без зазоров, прилегание друг к другу.

Подготовленную к сопряжению с пасынком стойку укладывают плоскостью сопряжения вверх, на нее накладывают пасынок. Под второй конец пасынка кладут подкладки так, чтобы сопрягаемые плоскости деталей соприкоснулись на всей длине, а врубки под стягивающие бандаж болты совпали. Стягивают детали с помощью цепного банджа или специальной струбиной (рис. 111). Затем устанавливают проволоочные бандаж или припасовочные хомуты, после чего снимают цепной бандаж или струбину.

При необходимости аналогично соединяют стойку со вторым пасынком.

При сборке А- и АП-образных опор две подготовленные ноги А-образной фермы укладывают рядом пасынками наружу, если собирают А-образную опору, или пасынками вверх, если собирают АП-образную опору. Для сборки верхушки А-образной фермы с помощью подтески и болтов верхушку одной из ног кладут поверх другой, а нижние концы ног разводят на расстояние, определяемое чертежом опоры. Затем размечают и подготавливают плоскости сопряжения стоек, отверстия под стягивающие болты, врубку под шпонку (если она предусмотрена чертежом опоры), выполняют необходимые скосы на верхних торцах стоек. Ноги соединяют в А-образную ферму. Если чертежом опоры не предусмотрена установка связей в А-образной ферме, то устанавливают временную распорку несколько ниже мест сопряжения стоек с пасынками и соединяют ее с пасынками цепными бандажами. Такая распорка исключит повреждение верхушки опоры при перемещениях А-образной фермы в процессе дальнейшей сборки или установки опоры.

Сборку П-образных опор целесообразно дальше вести после отключения линии и опускания проводов с заменяемой опоры или в месте установки новой опоры на землю. Подготовленные ноги опоры выкладывают между проводами средней и крайних фаз вдоль линии непосредственно у заменяемой опоры или у подготовленных заранее котлованов для установки новой опоры (выкладка ног может быть выполнена до отключения линии и опускания проводов на

землю). Ноги выкладывают врубками под траверсу вверх, а пасынками друг от друга.

Если сопряжение траверсы со стойками предусматривается с помощью металлической детали (седла), то устанавливают эти детали. Отверстия в них должны совпадать с отверстиями в стойках под болты, крепящие траверсу. Шипы опорной пластины седла забивают кувалдой в стойку так, чтобы пластина плотно прилегала к стойке по всей поверхности. При необходимости к пасынкам прикрепляют ригели.

После опускания проводов устанавливают и прикрепляют к стойкам траверсу П-образной опоры. При этом опущенные провода должны оставаться под траверсой. Затем на траверсе устанавливают узлы крепления гирлянд изоляторов, а на стойках — узлы крепления грозозащитных тросов при сборке опор с тросами.

При сборке П-образных опор с ветровыми связями эти связи должны быть установлены до опускания провода средней фазы.

При сборке А-образных опор после сборки А-образной фермы устанавливают подтраверсные брусья, траверсы, раскосы и при необходимости ригели.

При сборке АП-образных опор подготовленные А-образные фермы выкладывают так, чтобы после разворота в вертикальное положение они находились на заданном чертежом опоры расстоянии. Затем каждую ферму разворачивают краном или с помощью вспомогательной стрелы вокруг одной из остающихся на земле стоек и закрепляют растяжками в вертикальном положении. Размечают траверсу опоры, выполняют в ней необходимые отверстия и подтесы. Если чертежом опоры предусмотрено применение двойной траверсы, устанавливаемой внутри А-образной фермы, то собирают такую траверсу. Подготовленную траверсу опоры вводят внутрь А-образных ферм. Подготавливают и крепят к стойкам нижние подтраверсные брусья, крепят к ним траверсу, а затем устанавливают и соединяют со стойками и траверсой верхние подтраверсные брусья. Устанавливают раскосы и другие вспомогательные элементы. Ригели можно устанавливать как в конце сборки опоры, так и до разворота А-образных ферм в вертикальное положение. На тросовых опорах устанавливают тросовую траверсу. Устанавливают узлы крепления гирлянд изоляторов и грозозащитных тросов.

Если сборка АП-образной опоры выполнена правильно, то плоскости А-образных ферм должны быть перпендикуляр-

ны траверсе, а П-образные фермы должны иметь форму прямоугольника.

В случае использования двойных траверс, устанавливаемых с внешней стороны А-образных ферм порядок сборки опоры аналогичен описанному. Бревна двойных траверс располагают комлями в разные стороны.

Замена опор на отключенной линии. Если старая опора мешает установке новой, то работы начинают с демонтажа старой опоры. Для этого провода опускают на землю. Для валки промежуточной опоры вверху одной из ее стоек крепят веревочную оттяжку, длина которой не менее двойной высоты демонтируемой опоры. Крайний провод со стороны стойки, к которой прикреплена оттяжка, привязывают к пасынку, средний провод — ко второму пасынку. После этого пасынки подпиливают.

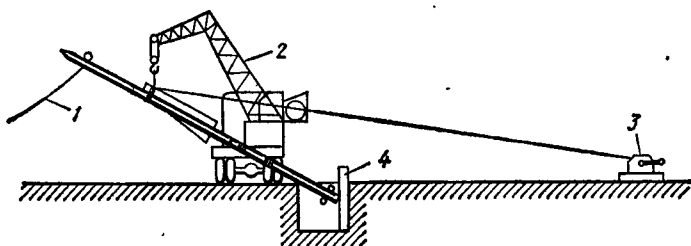


Рис. 112. Установка опоры краном:

1 — тормозной трос, 2 — автокран, 3 — тяговый механизм, 4 — направляющие упоры

Валку опоры производят в сторону стойки, к которой прикреплена оттяжка. Поэтому пасынок этой стойки подпиливают в первую очередь на более низком уровне и примерно на $\frac{3}{4}$ поперечного сечения. Затем подпиливают второй пасынок и производят валку опоры путем натяжения оттяжки. Во время валки все монтеры должны отойти от опоры на безопасное расстояние.

Валку анкерных опор производят аналогично. Петли проводов разрезают, провода опускают на землю и убирают от опоры. Валку производят также поперек линии с помощью тросовой оттяжки и какого-либо тягового механизма.

Установку опор лучше всего вести с помощью автокрана (рис. 112). Кран устанавливают рядом с лежащей опорой. Стропы крана крепят к обеим стойкам промежуточной опоры или к А-образным частям анкерной. Длина строп должна быть одинаковой, а место их крепления должно быть выше центра тяжести опоры.

Вблизи места крепления строп к стойкам крепят также концы такелажного каната, к середине которого с помощью скобы или ролика крепят канат от тягового механизма.

К середине траверсы крепят тормозной канат, а к вершинам стоек — веревочные оттяжки. Тормозной канат и оттяжки крепят к подвижным блокам полиспастов, неподвижные блоки которых прикреплены к забитым в землю ломам, отстоящим от котлованов поднимаемой опоры примерно на 1,5 высоты опоры.

Тормозной канат направлен вдоль линии в противоположную направлению подъема сторону. Оттяжки ставят поперек оси линии. У стенок котлована против торцов пасынков поднимаемой опоры устанавливают вертикально две доски, служащие для опирания на них пасынков при подъеме опоры и облегчающие опускание пасынков на дно котлована.

Для установки опоры кран поднимает ее вершину на полную высоту своей стрелы. При этом угол наклона стоек П-образной опоры или нижних стоек АП-образной опоры к горизонту должен быть не менее $35\text{--}40^\circ$, чтобы избежать чрезмерных нагрузок на тяговый механизм в начальный момент его работы. Затем по команде бригадира натягивают трос тягового механизма. Трос воспринимает на себя нагрузку от опоры, кран отцепляют от строп и отводят в сторону. Дальнейший подъем производят тяговым механизмом. Когда угол наклона стоек опоры к горизонту увеличится до $60\text{--}70^\circ$, в работу также по команде бригадира вступает тормозной трос, который для этого натягивают с незначительной слабину.

Далее при подъеме опоры тормозной трос понемногу отпускают, что обеспечивает плавную установку опоры на место и не позволяет ей наклоняться в направлении подъема. С помощью оттяжек обеспечивают правильное положение опоры при подъеме. Когда опора займет вертикальное положение, все тросы и оттяжки закрепляются и производят засыпку и трамбовку котлованов.

Если опору устанавливают на сваях или на пасынках без ригелей, то целесообразно сваи или пасынки установить заранее путем забивки, вдавливания и т. п. В установленных пасынках (или сваях) промежуточной опоры посередине между будущими бандажами сверлят горизонтальные отверстия под болты, направленные поперек линии. Отверстия должны располагаться строго на одном уровне. В стойках новой опоры также сверлят отверстия посередине между будущими бандажами в том же направлении. Расстояния от

этих отверстий до точек крепления траверсы к стойкам должны быть тщательно вымерены и равны между собой. После этого каждую стойку приподнимают и скрепляют с пасынком болтом, устанавливают траверсу и раскосы (рис. 113).

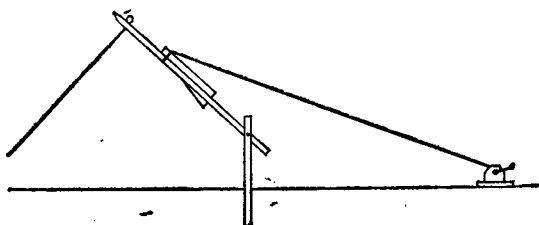


Рис. 113. Установка промежуточной опоры на заранее установленные пасынки

Подъем новой опоры производят аналогично описанному, причем стойки поворачиваются вокруг болтов, соединяющих их с пасынками. Когда поднимаемая опора займет вертикальное положение, ее стойки и пасынки соединяют цепными бандажами по одному на каждую стойку, которые затем поочередно заменяют проволочными.

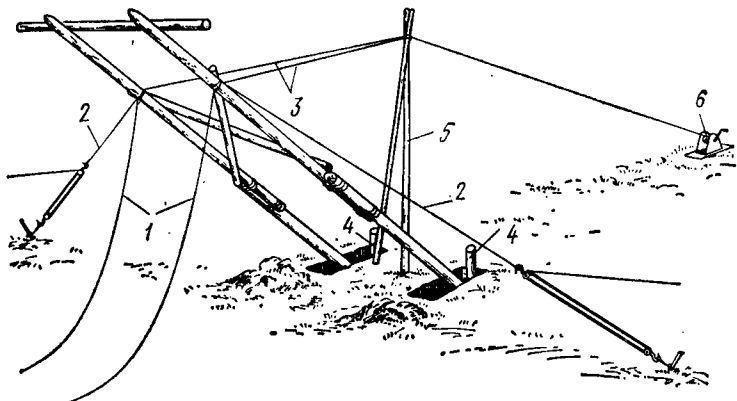


Рис. 114. Установка опоры падающей стрелой:

1 — тормозные оттяжки, 2 — боковые оттяжки, 3 — вожжи, 4 — направляющие упоры, 5 — падающая стрела, 6 — тяговый механизм,

Хотя болты, вокруг которых производится подъем опоры, не оказывают существенного влияния на работу опоры, их целесообразно удалить, а отверстия заделать антисептическими пробками во избежание образования источника загнивания опоры.

Если использование крана для установки опор почему-либо невозможно, установку опор ведут с помощью А-образной падающей стрелы. Стрела делается из двух бревен или металлических стоек. Высота стрелы должна быть примерно равна половине высоты устанавливаемой опоры

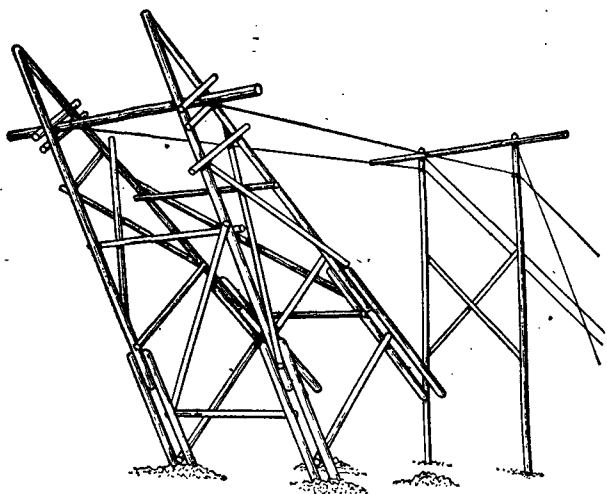


Рис. 115. Подъем анкерной опоры через промежуточную опору, подлежащую демонтажу

(рис. 114). Стрелу устанавливают вблизи основания опоры под углом к горизонту $65-80^\circ$. Ее вершину соединяют вожжами со стойками опоры и тяговым тросом с механизмом, производящим подъем опоры. Крепление к опоре вожжей, оттяжек и тормозного троса производят, как и при установке опор краном. При натяжении тягового троса стрела поворачивается вокруг своего основания и опора поднимается. Работа оттяжек и тормозного троса такая же, как и в предыдущем случае.

Замена опор с использованием старой опоры для подъема новой (рис. 115). Новую опору устанавливают по возможности ближе к старой опоре. До отключения линии на месте установки новой опоры подготавливают котлованы под пасынки. Опору выкладывают стойками вдоль оси линии, концы пасынков располагают на уровне вырытых котлованов. После отключения линии опускают провода с заменяемой опоры, а при необходимости и со смежной опоры, чтобы провода в этом пролете легли на

землю. После этого средний провод оттягивают к одному из концов траверсы и пропускают под траверсу. На стойках подлежащей демонтажу опоры подвешивают однороликовые блоки, через которые пропущены концы тягового троса. Блоки подвешивают несколько ниже траверсы опоры. Концы тягового троса крепят к стойкам новой опоры вблизи места крепления траверсы. Середину этого троса с помощью скобы или крюка крепят к тросу лебедки или другого тягового механизма, который будет производить подъем опоры. Стойки новой опоры должны располагаться точно против стоек старой. Крепление тормозного троса и оттяжек производят так же, как и в предыдущих случаях. Подъем опоры ведут аналогично. После закрепления новой опоры в грунте со старой опоры снимают такелаж и производят ее валку. Затем провода подвешивают к траверсе вновь установленной опоры и с нее снимают все приспособления и такелаж.

Если новую опору устанавливают без ригелей, то ее подъем с использованием старой опоры производится также вокруг горизонтальных болтов, соединяющих стойки с пасынками.

Замену опор типа «свечка» часто производят вручную. Опору укладывают пасынком к подготовленному котловану. Вершину стойки приподнимают несколько монтеров и под нее подставляют ухваты, с помощью которых опору поднимают дальше. Для облегчения подъема одновременно может использоваться полиспасть, закрепляемый к вершине стойки и к забитому в землю лому.

Сборку и замену опор производит бригада в количестве четырех — семи человек в зависимости от сложности опоры и оснащенности бригады механизмами. Трудозатраты на сборку опор также весьма существенно зависят от используемых конструктивных решений (соединение элементов опоры с помощью металлических деталей или с врубками), наличия выполненной в заводских условиях подготовки деталей к сборке (стандартные врубки, отверстия) и могут колебаться от 8—10 чел.·ч до 150—180 чел.·ч. Трудозатраты на установку заранее собранных опор с валкой заменяемой опоры составляют 15—60 чел.·ч.

Замену опор производят бригады в количестве пяти — семи человек. Такая бригада за рабочий день в зависимости от условий производства работ и конструкции заменяемой и вновь устанавливаемой опор может выполнить работы по замене одной-двух опор.

Контрольные вопросы

1. Какими способами может обеспечиваться устойчивость опоры во время замены пасынка или свай?
2. Как устанавливают новый пасынок?
3. Какие специальные меры безопасности необходимо соблюдать при замене пасынков и свай?
4. Как производят замену стоек с использованием автовышки?
5. Как производят замену траверс с помощью головного ролика?
6. Как производят замену траверс анкерных опор?
7. Какие детали и места опор антисептируют на линии?
8. Какие специальные правила техники безопасности необходимо соблюдать при работе с антисептиками?
9. В каких случаях допускается выправка опор под напряжением?
10. Какими способами производят подъем опор?

ГЛАВА VII

ОКРАСКА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОПОР

§ 58. Очистка опор от ржавчины

Окраска металлических опор может предохранить опоры от коррозии только в том случае, если ее производят по очищенной от ржавчины поверхности. Окраска по ржавчине обычными красителями только замедляет процесс коррозии, но разрушение металла под слоем краски продолжается, в результате чего уже через один-два года защитный

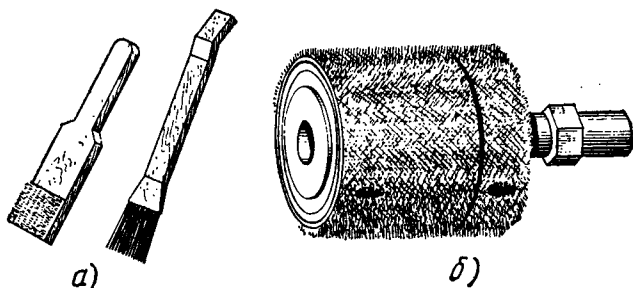


Рис. 116. Щетки для очистки опор:

а — ручную, б — механически

покров начинает вспучиваться, краска отслаивается вместе с ржавчиной и уже не может препятствовать коррозии. Поэтому перед окраской опор должна быть произведена очистка всей поверхности металла от ржавчины до металлического блеска. Очистку опор можно производить руч-

ную металлическими щетками или специальными шлифовальными машинами, а также химическим способом.

Очистку опор вручную производят с помощью специальных щеток различной формы (рис. 116), очищающей поверхностью которых является кардолента или пучки тонких стальных проволок. По окончании очистки поверхность опоры очищают от пыли и загрязнений тряпками, смоченными в бензине или керосине.

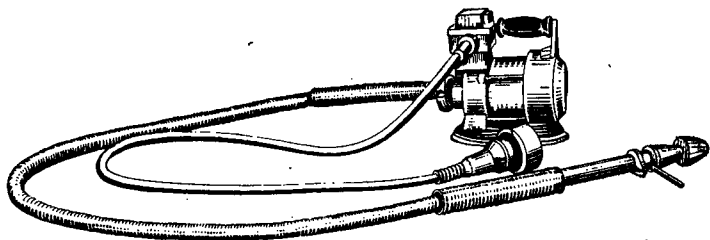


Рис. 117. Электрошлифовальная машина И-109

Очистка металлических опор от ржавчины вручную является очень трудоемкой работой. Некоторое увеличение производительности труда достигается применением различных шлифовальных машин для очистки гладких поверхностей металлоконструкций. Узлы и труднодоступные места опор при этом очищают вручную..

Наибольшее распространение получили электрошлифовальные машины И-109 (рис. 117). Двигатель машины соединен гибким валом с шарошками или специальной щеткой. Питание двигателя осуществляется от небольшой передвижной электростанции (ЖЭС-9, ЖЭС-4 и т. п.) или генератора, установленного на линейной автомашине. Очистка опоры осуществляется за счет трения шарошек или щеток по поверхности опоры при вращении с большой скоростью. Шарошка состоит из набора металлических дисков, а щетка — из одного диска, покрытого кардолентой. Работа с машиной И-109 требует от монтера сноровки и значительных физических усилий и поэтому применяется только для очистки опор, покрытых сплошным слоем ржавчины. Очистку небольших участков поверхности опоры от коррозии производят вручную.

Химический способ очистки опор от ржавчины основан на применении химических веществ, которые вступают в реакцию с окисью железа, связывают ее и образуют грунтовку, на которую впоследствии наносят краситель. В ка-

честве таких веществ используют, например, ортофосфорную кислоту и дубильные вещества. Ортофосфорная кислота может быть применена при значительной коррозии металла. Использование при работе кислоты требует соблюдения специальных правил техники безопасности.

Дубильные вещества для очистки от ржавчины металлических поверхностей используются в зарубежной практике.

Трудоемкость очистки шлифовальными машинами одной опоры линии электропередачи составляет от 8 до 30 чел.ч в зависимости от типа опоры. Очистка от ржавчины химическим способом составляет единый технологический процесс с окраской опоры атмосферостойким красителем в два слоя. При этом вся работа продолжается примерно столько же времени, сколько механическая очистка от ржавчины, и к тому же труд монтеров значительно облегчается.

Работы по очистке опор производят без отключения линий. Состав бригады зависит от размеров опоры и обычно не превышает пяти-шести человек при обработке специальных переходных опор и двух-трех человек при обработке промежуточных опор.

Следует отметить, что при правильной эксплуатации металлических опор очистка их от ржавчины производится редко. Существующие красители при правильном их нанесении предохраняют опору от коррозии в течение четырех-пяти лет. Повторно окрашивать опоры целесообразно при появлении точечных следов коррозии, когда сплошная очистка от ржавчины не требуется. Это соответствует (в первый период после ввода линии в эксплуатацию) периодичности окраски один раз в три-четыре года. В дальнейшем, с увеличением общего количества нанесенных на опору слоев антикоррозионных покрытий, окраску можно производить один раз в шесть — девять лет, при этом очистки опор от ржавчины перед окраской почти не требуется.

§ 59. Способы окраски опор

Окраску опор производят для защиты металла от коррозии, одновременно опорам придают более красивый вид. Особое внимание должно уделяться опорам в зоне загрязнения. Краску надо наносить на опору ровным слоем без пропусков и потеков, которые ведут к нарушению защитного слоя и возникновению коррозии в этих местах. Особое внимание следует обращать на обработку мест соединения отдельных элементов опор, где создаются благоприятные усло-

вия для скопления влаги и грязи, а следовательно, и для усиленной коррозии металла. При окраске опоры несколькими слоями краски каждый последующий слой наносят после полного высыхания предыдущего. Окраску опор, как правило, производят без отключения линии. Если расстояния от проводов до опоры не позволяют подниматься до верха опоры под напряжением, то верхнюю часть таких опор окрашивают при отключении линии, а часть опоры, находящуюся ниже 2 м от уровня подвески нижнего провода, — под напряжением. Не допускается также окраска под напряжением участков траверс вблизи мест крепления гирлянд изоляторов на расстоянии 1 м от места крепления для ВЛ напряжением до 150 кВ и 2 м для ВЛ 220 кВ и выше. При недостаточных расстояниях до провода подъем до верха опоры в отдельных случаях допускается внутри ствола. Окраску опор производят сверху вниз.

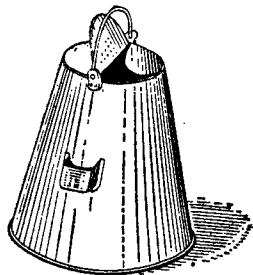


Рис. 118. Ведро для краски

При окраске траверс опор вблизи мест крепления гирлянд изоляторов необходимо применять специальные поддоны, которые устанавливают под окрашиваемой траверсой над гирляндой изоляторов. Поддоны предназначены для защиты изоляторов гирлянды от попадания на них краски с кистей или капель краски, стекающих с элементов траверсы при излишках краски в отдельных местах. Размеры поддонов должны быть достаточными для защиты гирлянды изоляторов.

Наиболее распространена окраска опор вручную малярными кистями. Этот метод является наиболее трудоемким, но не требует применения дополнительного оборудования и приспособлений. При работе под напряжением длина рукояток кистей, используемых для окраски верхней части опор, не должна превышать 30 см. Краску на опору поднимают в ведрах специальной конструкции (рис. 118). После погружения кисти в краску ее отжимают о край ведра так, чтобы краска не капала с кисти.

При окраске опоры несколькими монтерами одновременно они должны расположиться на опоре так, чтобы исключалось попадание на них краски. При окраске траверс опор с вертикальным расположением проводов при достаточных расстояниях от проводов до опоры монтерам не раз-

решается выходить на траверсы без отключения линии во избежание перекрытия электрической дугой с расположенного выше провода.

Механизация окраски опор достигается применением комплекта механизмов и приспособлений, включающего компрессор, распределительный бачок и краскораспылительные пистолеты (по числу работающих на опоре монтеров). Компрессор предназначен для нагнетания в пистолеты воздуха, за счет которого происходит разбрызгивание краски, поступающей в пистолеты из распределительного бачка. Этот бачок подвешивают к опоре или устанавливают в корзине автовышки на высоте, обеспечивающей поступление краски в пистолеты самотеком или под небольшим давлением при любом положении монтеров на опоре. Краскораспылительный пистолет связан с бачком и компрессором двумя независимыми шлангами. Расход краски регулируется заменой насадок к пистолету, имеющих разный диаметр выходного сопла, и открытием запорной иглы пистолета. Замену насадок производят также при изменении густоты красителей — большие отверстия сопла насадки соответствуют большей густоте краски.

Распыление краски при механической окраске опор происходит на расстояние до 2 м. Окраска траверс опор вблизи мест подвески гирлянд изоляторов с помощью пистолетов не допускается. Расход краски при нанесении ее пистолетами примерно такой же, как при окраске кистями. Наносимый слой тоньше, но потери краски больше.

Производительность труда при окраске за счет применения пистолетов повышается на 30—50%, однако подъем на опору шлангов, подводящих воздух и краску к пистолетам, требует от монтера значительных физических усилий. Основными недостатками механизированной окраски опор, определяющими ограниченное распространение этого метода, является сложность защиты работающего от попадания на него красителя, быстрый выход из работы шлангов, трудность качественного фильтрования краски.

Для окраски опор можно пользоваться механической кистью, подача краски в которую осуществляется автоматически по шлангу из ведра, подвешенного на опоре выше монтера, производящего окраску. Устройство кисти предусматривает регулирование подачи краски.

При окраске опор с помощью пистолетов, особенно в ветреную погоду, монтер находится в облаке паров краски, частицы которой, попадая на кожу, вызывают раздражение. Окраска кистями не требует специальной защиты. Спец-

одежда монтера, производящего окраску опор, состоит из брезентового костюма и рукавиц, пропитанных составом, не пропускающим краску, шлема с пришитым к нему куском материи, защищающим шею монтера. Лицо предохраняется от попадания краски щитком из прозрачной пластмассы или защитными смазками (ХИОТ-6, ИЭР-1), которые легко смываются водой с мылом. Во время работы монтер должен обязательно прикрепиться к опоре монтерским поясом. Целесообразно окраску опор вести в валенках, так как тяжело длительно перемещаться по уголкам конструкции в резиновой или кожаной обуви.

Трудозатраты на окраску опор (в два слоя), как и на их очистку, также различаются в зависимости от типа и величины опоры и составляют 8—28 чел·ч. Окраска опор производится бригадой в составе не менее двух человек.

§ 60. Красители, применяемые для окраски опор

Основным требованием, предъявляемым к красителям для окраски опор линий электропередачи, является их долговечность при минимальном количестве слоев, нанесенных на поверхность опоры (не более 2—3 для опор, эксплуатируемых в нормальной атмосфере). Окраску опор, находящихся в зонах активных химических уносов, обычно производят специальными красителями при количестве наносимых слоев от трех до шести.

Наиболее стойким красителем для металлических опор является масляная краска или сурик, разведенные на натуральной олифе. Разводят их в небольших количествах непосредственно перед окраской; приготовленная краска должна быть сразу использована. Краски разводят путем добавления олифы в краску при постоянном перемешивании до получения необходимой густоты.

Окраску опор производят с предварительной грунтовкой, в качестве которой используется сурик, разведенный на олифе. Грунтовку наносят на очищенную от грязи, ржавчины и старой краски сухую поверхность опоры. Окраску производят после полного высыхания грунтовки. Для ускорения высыхания грунтовки и краски в олифу перед ее употреблением добавляется 1—1,5% сиккатива. Сурик на натуральной олифе, нанесенный в два слоя на один слой грунтовки при соблюдении правильной технологии окраски, предохраняет от коррозии металлические опоры линий, эксплуатируемые в нормальных атмосферных условиях в течение 10—12 лет без повторной окраски. Повтор-

ная окраска опор, обработанных суриком, может производиться и другими красителями, причем стойкость повторного покрытия, если первое не было разрушено, получается достаточно высокой, близкой к стойкости сурика. Использование вместо натуральной олифы синтетических масел значительно уменьшает стойкость окраски.

Широкое применение для окраски металлических опор нашли различные асфальтобитумные лаки, например лак № 177. До необходимой густоты лаки разводят растворителями — сольвентом и уайт-спиритом. Окраску асфальтобитумным лаком производят не менее чем в два слоя. Для увеличения стойкости лакокрасочного покрытия во второй слой добавляют 15% алюминиевой пудры (по массе). Краску разводят в специальной таре на месте работ или перед выездом на работу. Пудру добавляют непосредственно перед окраской при тщательном перемешивании краски. После нанесения краски на опору пудра всплывает на поверхность, опора приобретает серебристый цвет и отражает солнечные лучи, благодаря чему поверхность опоры меньше нагревается и не происходит растрескивания краски.

Краска с разведенной в ней алюминиевой пудрой должна быть использована в течение рабочего дня, так как пудра постепенно теряет способность всплывать на поверхность. В нормальных условиях двухслойное покрытие асфальтобитумным лаком с алюминиевой пудрой предохраняет опоры от коррозии в течение 5—6 лет. Алюминиевая пудра является взрывоопасным материалом и при обращении с ней необходимо соблюдать осторожность (так, насыпать пудру можно только деревянными или толевыми совками).

В зонах промышленных уносов покрытие асфальтобитумным лаком не создает стойкой антикоррозионной защиты. В этих условиях наибольшую эффективность дает применение перхлорвиниловых эмалей различных марок (ПХВ, ХСЭ), которые наносятся на опоры по специальным грунтовкам. Количество наносимых слоев может достигать шести: один-два слоя грунтовки и два — четыре слоя эмали. Такое покрытие предохраняет опоры от коррозии в течение 3—4 лет даже в зонах активных химических уносов. Эмали и грунтовки наносят на опоры только с помощью пистолетов. Перед нанесением эмали разбавляют до необходимой вязкости специальными растворителями.

1. Для чего производят очистку опор от ржавчины?
2. Какими способами можно очищать опоры от ржавчины?
3. Как правильно наносить краску на опору?
4. Какие основные правила техники безопасности нужно соблюдать при окраске опор?
5. Для чего в красители добавляют алюминиевую пудру?

ГЛАВА VIII

РЕМОНТ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОР

§ 61. Замена и усиление отдельных деталей опор

Необходимость замены или усиления отдельных деталей металлических опор, а также металлических деталей железобетонных опор выявляется при осмотрах и ревизиях и вызвана в основном коррозией металла. Ремонт выполняют, если коррозия поразила более 10% поперечного сечения детали. Кроме того, в эксплуатации из-за посторонних механических воздействий могут возникнуть значительные прогибы отдельных деталей, которые не представляется возможным выправить. При появлении таких повреждений в конструкциях опор, собранных на болтах, ремонт не представляет серьезных трудностей. Болты, на которых крепится поврежденная деталь, отвертывают и на ее место устанавливают заготовленную заранее по чертежам такую же новую деталь. Если из-за значительной коррозии отвернуть болты не удастся, их либо срезают газовой горелкой, либо срубают зубилом и заменяют новыми того же размера.

Однако при повреждении поясов опоры ремонт их даже в опоре болтовой конструкции требует соответствующей подготовки. В тех случаях, когда пояса поражены коррозией на всей длине, целесообразно заменить опору целиком. При местных (локальных) повреждениях, требующих вырезки небольшого участка поясов, необходимо разгрузить опору от внешних нагрузок путем опускания всех проводов и тросов. Иногда опору необходимо укрепить расчалками.

При ремонте сварных конструкций и местных повреждений поясов опор заранее заготавливают отрезки металла того же профиля и той же марки стали необходимой длины, которыми и производят замену поврежденного участка после удаления последнего (рис. 119). Соединение накладываемых отрезков с поясами или другими элементами опор производят сваркой и в редких случаях на болтах. При сварке

соединений запрещается наложение сварных швов поперек полки уголка, швеллера и т. п. Сварку следует производить по «перу» деталей. Сварочные работы выполняют специально обученные электро- или газосварщики.

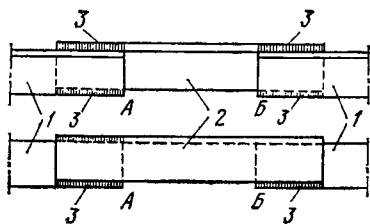


Рис. 119. Схема ремонта деталей металлических опор:

А — Б — поврежденный участок; 1 — деталь опоры, 2 — накладка, 3 — сварные швы

Длину швов, размеры и количество болтов определяют расчетом заранее. При невозможности ремонта установленной опоры ее заменяют на новую.

В тех случаях, когда отдельные элементы опоры (траверсы, оттяжки, тросостойки и т. п.) имеют значительные повреждения, их заменяют целиком. Известны случаи замены траверсы угловой анкерной опоры 220 кВ.

При ремонте была использована временная деревянная траверса, установленная несколько ниже основной, на которую переведена механическая нагрузка от массы и тяжения проводов.

После ремонта тщательно осматривают сварные швы узлов и накладок; обнаруженные трещины и непровары заваривают. Заваренные места, накладки и другие вновь установленные детали очищают от окалины, коррозии, грязи и тщательно окрашивают.

Все работы по ремонту опор должны производиться в строгом соответствии с требованиями правил техники безопасности.

При выполнении сварочных работ на линиях необходимо внимательно следить за тем, чтобы искры не попали на хлопчатобумажный или капроновый канат монтерского пояса, с помощью которого монтер крепится к конструкции опоры. При попадании искры на канат он может загореться и оборваться.

Бригада при работах по ремонту опор состоит из двух — пяти человек в зависимости от объема ремонтных работ.

§ 62. Выправка металлических и железобетонных опор

{Металлические опоры, имеющие недопустимые наклоны, выправляют путем установки соответствующих прокладок между основанием опоры и фундаментом. Для этого отвинчивают гайки с анкерных болтов и соответствующие

основания опоры приподнимают домкратами. Прокладки заготавливают различной толщины — от 5 до 10 мм. Форма прокладок должна обеспечить свободное надевание их на анкерные болты (рис. 120). Общая высота прокладок не должна быть более 40 мм. В тех случаях, когда это требование оказывается невыполнимым, под основание опоры устанавливают специальную конструкцию в виде коробки. Если при выправке опоры освобождаются анкерные болты более чем на одной «ноге», опору предварительно укрепляют расчалками. На узкобазных опорах установка расчалок необходима при освобождении даже одного анкерного болта.

Выправку одностоечных железобетонных опор как вдоль, так и поперек линии производят путем создания тяжения по канату, прикрепленному к стойке опоры, в сторону, противоположную наклону опоры (рис. 121).

Если выправка опоры производится вдоль линии, то провода, закрепленные в зажимах, могут препятствовать выправке опоры и приводить к увеличению необходимых для выправки опоры усилий. Поэтому провода и грозозащитные тросы на выправляемой промежуточной опоре должны быть до начала выправки освобождены из-под плашек в поддерживающих зажимах. В случае применения на линии выпускающих поддерживающих зажимов должны быть приняты меры, исключающие случайное сбрасывание проводов как на выправляемой, так и на смежных с ней опорах. В случае использования на линии зажимов ограниченной прочности заделки необходимо предупредить возможное проскальзывание проводов на смежных с выправляемой опорах в процессе выправки.

При необходимости выправки анкерно-угловой опоры шлейфы проводов необходимо разъединить, а провода и грозозащитные тросы опустить на землю.

В качестве тягового механизма используют либо лебедки линейных автомашин, либо ручные лебедки и полиспасты. Тяговый канат и две оттяжки закрепляются монтером, поднявшимся по стволу опоры. При выправке опоры на линии, находящейся под напряжением тяговый канат и оттяжки крепят к опоре на 2 м ниже уровня нижних проводов. Если угол наклона опоры составляет более 15° , канат и

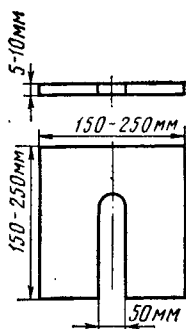


Рис. 120. Прокладка для выправки металлических опор

оттяжки на опоре крепят монтер из корзины телескопической вышки. Между петлями тягового каната и стволом опоры для защиты бетона от выкрашивания устанавливают деревянные прокладки длиной 0,6—0,8 м. Оттяжки крепят либо к машинам или тракторам, либо через полиспасты — к зарытым в землю якорям.

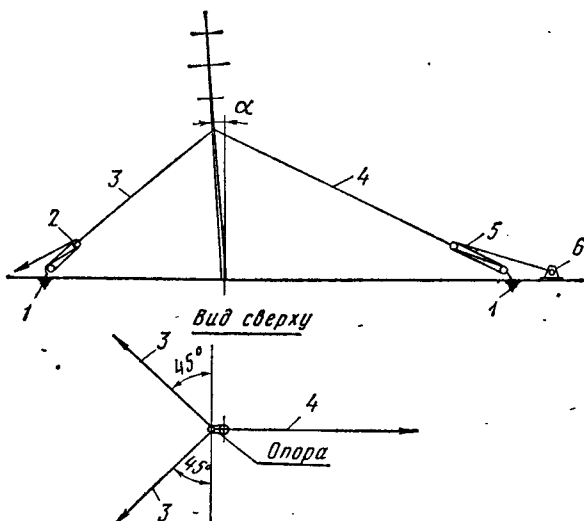


Рис. 121. Схема выправки железобетонных опор:

1 — якоря, 2 — полиспаст (15 кН), 3 — оттяжки, 4 — тяговый трос, 5 — полиспаст (30—50 кН), 6 — лебедка (15 кН)

После закрепления оттяжек и тягового каната приступают к откопке основания выправляемой опоры. Опору откапывают с той стороны, в которую должна производиться выправка опоры. Глубина откопки определяется способом закрепления опоры в грунте. При установке опоры в сверленные котлованы без ригелей глубина откопки котлована составляет около 1,5 м, а ширина котлована — не менее диаметра железобетонной стойки. Если опора закреплялась в грунте с использованием ригелей, то при той же максимальной глубине котлована необходимо полностью откопать ригель, отсоединить от него стойку и временно удалить ригель, если он находится с той стороны, в которую будет выправляться опора, и может помешать ее выправке.

Выправку опоры осуществляют плавным натяжением каната с одновременным ослаблением оттяжек. После того как опора займет вертикальное положение, засыпают с

послойной трамбовкой выкопанный котлован и образовавшиеся пазухи. При этом обязательна установка не менее одного ригеля, располагаемого поперек направления выправки опоры, независимо от проектного способа ее закрепления. Ригель устанавливают на глубине не менее 0,5 м от поверхности земли.

Выправку одностоечных железобетонных опор выполняет бригада, состоящая из четырех-пяти монтеров. Под напряжением выправляют опоры с наклоном, не превышающим 20° от вертикали при скорости ветра не более 10 м/с. При работе нескольких бригад на одной линии расстояние между ними должно быть не менее пяти промежуточных пролетов. Трудозатраты на выправку одной опоры при откопке экскаватором «Беларусь» составляют 7—8 чел.ч.

Выправку опор на оттяжках производят путем изменения длины или тяжения в оттяжках с помощью имеющихся на них натяжных устройств. При выправке таких опор допускается одновременное освобождение из зажима только одной оттяжки.

Положение опоры выверяется отвесом или оптическими приборами.

§ 63. Регулирование тяжения в оттяжках опор и защита их от коррозии

Устойчивость и жесткость опор с шарнирно закрепленными стойками и оттяжками существенно зависит от натяжения оттяжек. По условиям монтажа и нормальной эксплуатации начальное тяжение в оттяжках промежуточных опор, измеренное при скорости ветра не более 8 м/с, должно быть в пределах 20—50 кН в зависимости от фактической скорости ветра, его направления, конструкции опоры и числа подвешенных на ней проводов.

Для прямых промежуточных опор тяжение в оттяжках, расположенных с наветренной стороны, под действием ветра, направленного поперек линии, уменьшается, а в оттяжках, расположенных с противоположной стороны, — увеличивается. При этом конечное тяжение в оттяжках при расчетных нагрузках почти не зависит от начального.

Угловые промежуточные опоры могут выполняться с жестко закрепленными на фундаментах стойками и одной или несколькими оттяжками, воспринимающими равнодействующие тяжения по проводам линии. Работа таких опор в значительной степени зависит от начального тяжения в оттяжках, при котором элементы стоек получают предва-

рительное напряжение. Начальные тяжения оттяжек таких опор, как и анкерно-угловых опор с оттяжками, существенно зависят от угла поворота трассы на конкретной опоре и условий, при которых производятся измерения (температура воздуха, скорость и направление ветра, наличие гололедных отложений на проводах). Расчетное тяжение в оттяжках угловых опор при конкретных условиях измерений может быть определено расчетом или из проекта опоры.

Поскольку оттяжки являются важным элементом опоры, необходимо как в условиях монтажа, так и в эксплуатации контролировать и поддерживать начальное тяжение в оттяжках. Тяжение в оттяжках измеряется специальным прибором — измерителем тяжения ИТУ (см. рис. 53), разработанным Союзтехэнерго. Измерения производят следующим образом: трос оттяжки закладывают на ролик и захват прибора, после чего силовой рычаг опирают на трос, создавая прогиб последнего между опорными точками. На шкале динамометра при этом стрелка указывает величину тяжения. Для измерения тяжения в тросах различного диаметра прибор снабжается сменными роликами и захватами, диаметр и радиус желобка которых находятся в соответствии с диаметром троса.

Результаты измерения тяжения в оттяжках заносят в специальную ведомость.

Причиной ослабления оттяжек в эксплуатации может служить осадка бетонных подножников или смещение анкерных плит крепления оттяжек, возникающие после весеннего таяния снегов или осенних дождей, вытяжка троса оттяжки, допущенная при установке опоры несоосность оттяжки и анкерного болта. При неоднократных случаях ослабления одних и тех же оттяжек проверяют качество закрепления оттяжки в клиновом зажиме, производят откопку и проверку места крепления U-образных болтов к анкерным плитам.

Регулирование тяжения в оттяжках производят путем закручивания (увеличение тяжения) или откручивания (ослабление тяжения) гаек натяжных устройств с помощью соответствующего гаечного ключа, снабженного длинной рукояткой.)

Если длина нарезной части болтов натяжного устройства полностью использована и дальнейшее закручивание (откручивание) гаек невозможно, выполняют перепасовку оттяжек в клиновом зажиме. Для этого на оттяжке устанавливают монтажный зажим и с помощью такелажного троса

РЭУ, ПЭО _____

Предприятие _____
(наименование)

Район (участок) _____
(наименование)

Ведомость
измерения тяжения в оттяжках опор
на ВЛ _____ кВ

(наименование)

Тип опоры: _____ Начальное натяжение по проекту:

Схема расположения оттяжек

Дата	Номер опоры	Номер оттяжки	Измеренное тяжение, кН	Заключение

Производительность работ _____
Ф. и. о. (подпись)

Заключение составил _____
Ф. и. о. (подпись, дата)

крепят оттяжку к временному анкеру. Затем освобождают конец оттяжки из клинового зажима, откручивают (закручивают) гайки натяжного устройства до крайнего верхнего (нижнего) положения, закрепляют конец оттяжки в клиновом зажиме натяжного устройства, освобождают оттяжку от крепления к временному анкеру, снимают монтажный зажим. После этого тяжение в оттяжке доводят до необходимой величины, контролируя одновременно отсутствие наклона опоры.}

{ Если концы оттяжек закреплены не в клиновых зажимах, а имеют опрессованные анкерные зажимы, то изменение длины и регулировка оттяжек затрудняются. В ряде случаев необходимо перемонтировать анкерный зажим или вставить в месте крепления этого зажима к натяжному устройству удлиняющие промежуточные звенья.}

Поврежденные в процессе эксплуатации линии оттяжки подлежат ремонту или замене. Если имеет место повреждение или обрыв 1—4 проволок любой ветви троса одной оттяжки, то достаточно закрепить оборванные проволоки с

помощью баидажа. При обрыве 5—7 проволок допускается установка прессуемого ремонтного зажима. При обрыве большего числа проволок оттяжка подлежит замене.

Распространенным дефектом установки опор с оттяжками является несоосность анкерных болтов с оттяжками. Под действием тяжения по оттяжке эта несоосность со временем может выправиться, однако это приведет к уменьшению тяжения в оттяжке и может сказаться на надежности всей опоры. Большая несоосность может привести к возникновению в анкерном болте значительных дополнительных напряжений. Это в свою очередь может вызвать повреждение болта и падение опоры при росте внешних нагрузок на конструкцию. Поэтому обнаруженная несоосность оттяжек и анкерных болтов должна своевременно устраняться. Для этого анкерный болт откапывают на глубину, достаточную для изменения его наклона. Если под действием тяжения по оттяжке анкерный болт деформировался, его выправляют. Затем после проверки соосности оттяжки и анкерного болта засыпают образовавшийся котлован с послойной трамбовкой.

В целях предохранения оттяжек от коррозии помимо оцинковки их в заводских условиях перед установкой и затем периодически в процессе эксплуатации производят смазывание оттяжек специальной антикоррозионной смазкой. Все металлические части натяжных устройств и анкерных

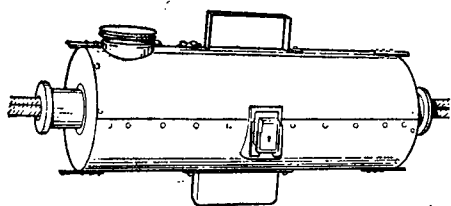


Рис. 122. Прибор для смазки оттяжек опор

или клиновых зажимов также должны быть смазаны антикоррозионной смазкой. Смазка оттяжек производится специальными приборами.

Для смазки оттяжки подготовленный к работе прибор (рис. 122) с заполненным смазкой бачком устанавливают сверху оттяжки. Установку прибора выполняет монтер, находящийся на стойке опоры или на специальной подвесной лестнице (в зависимости от конструкции опоры). К прибору прикрепляют два хлопчатобумажных или капроновых каната (работа обычно выполняется без отключения линии). Один из канатов удерживает монтер, находящийся вблизи верха оттяжки, а второй — монтер, находящийся вблизи анкерного болта оттяжки. С помощью этих канатов монтеры медленно перемещают прибор вдоль оттяжки. Вни-

зу прибор снимают с оттяжки. Затем вручную покрывают смазкой верхнюю и нижнюю часть оттяжки, где использование прибора мешают узлы крепления, оттяжки к опоре и к анкерному болту.

Регулирование и ремонт оттяжек и защита их от коррозии, как правило, производят бригадой из двух-трех монтеров.

§ 64. Ремонт железобетонных опор

В процессе эксплуатации возможны механические повреждения железобетонных опор (трещины, сколы, разрушение защитного слоя бетона).

— В зависимости от характера дефектов опор производят следующие виды ремонта: покрытие поверхности опор полимерцементными красками или растворами; заделку раковин и сколов полимерцементными растворами; усиление опор устройством железобетонных бандажей.

Поверхность, на которую надо нанести покрытие или заделку, должна быть очищена от грязи, пыли и масла и не иметь острых выступов. Очистку производят стальными щетками и скребками. Масляные пятна смывают бензином или ацетоном. Раковины расчищают зубилом и щеткой до плотного бетона. Покрытие опор полимерцементными красками производят в сухую погоду при температуре не ниже $+2^{\circ}\text{C}$.

— Полимерцементную краску изготовляют на месте работ не ранее, чем за 3—4 ч до начала работ. Ее состав (по массе) следующий: цемент марки 500—600 — 60%, поливинилацетатная эмульсия или латекс — 12%, вода — 28%. Краску наносят кистью не менее чем в два слоя, при этом второй слой наносят через 1—2 ч. Перед нанесением краски поверхность опоры увлажняют 10%-ным раствором полимерной эмульсии.

— Для заделки сколов или раковин и для шпаклевки крупных трещин подготавливают полимерцементный раствор, в состав которого входят: песок — 55—65%, цемента — 20—30%, эмульсии или латекса — 4—6% и воды — 7—10%. Раствор должен быть тестообразным и использован в течение 2 ч после приготовления.

— Для усиления опор, имеющих трещины с величиной раскрытия более 0,4 мм, устраиваются железобетонные бандажи. Бандаж должен перекрывать зону образования трещин вверх и вниз на 20 см. Толщина бетонного слоя должна быть 80—100 мм. Бандажи могут выполняться с поперечной или продольной рабочей арматурой в зависимости от характера

грещин. В качестве арматуры используется сталь периодического профиля диаметром 16 мм и катанка диаметром 5—7 мм.

Если опора имеет значительные механические повреждения (кольцевой излом, значительные сквозные отверстия в стойке и т. п.), ее нужно заменить на новую.

Нарушенное гидроизоляционное покрытие подземной части железобетонных стоек возобновляется путем повторной обмазки поверхности стойки от уровня земли до глубины 1—1,2 м. При откапывании стойки для обмазки ее предварительно закрепляют тремя расчалками, установленными под углом 120°. После откапывания опоры на такую глубину требуется установка ригеля перед засыпкой котлована, так как нарушается структура грунта, окружающего стойку опоры.

Металлические траверсы железобетонных опор, а также металлические хомуты в узлах крепления гирлянд изоляторов и деталей опоры между собой при появлении ржавчины окрашивают в два слоя атмосферостойкими красителями, не содержащими веществ, разрушающих оцинковку металлических деталей. Для окраски рекомендуется применение масляных красок. При защите металлических деталей железобетонных опор от коррозии применяют методы окраски металлических опор (см. гл. VII).

Для подъема на железобетонные опоры используют телескопические вышки, гидropодъемники, специальные лазы и лестницы. Для различных конструкций железобетонных опор (центрифугированных с цилиндрическими или коническими стойками или опор из вибробетона с различной формой поперечного сечения и др.) применяют соответствующие лазы. Лестницы могут быть веревочными и металлическими, состоящими из нескольких секций.

В отдельных случаях при строительстве линии в конструкциях железобетонных опор предусматриваются стационарные лестницы.

Состав бригады и затраты времени на ремонт железобетонных опор колеблются в широких пределах в зависимости от характера повреждения и объема работы.

В заключение следует отметить, что ремонт железобетонных опор в практике эксплуатации встречается сравнительно редко, но, как правило, должен быть произведен в сжатые сроки, так как в противном случае происходит интенсивное развитие имеющихся дефектов и снижение прочности опоры.

1. В каких случаях производят замену или усиление деталей металлических опор?
2. Как производится ремонт поясных уголков?
3. Какая общая высота прокладок допускается при выправке металлических опор?
4. Как регулируется тяжение в оттяжках?
5. Какие виды ремонта производят на железобетонных опорах?

ГЛАВА IX

РЕМОНТ ФУНДАМЕНТОВ И ЗАЗЕМЛЕНИЙ ОПОР

§ 65. Ремонт и защита от коррозии металлических подножников

Состояние металлических подножников опор выявляется в результате их выборочной проверки, которая производится не реже одного раза в шесть лет. Для проверки откапывают один из подножников опоры. При этом должна быть обнажена зона возможной наиболее интенсивной коррозии подножника. Глубина этой зоны зависит от грунтовых условий в месте установки опоры. В сухих грунтах с уровнем грунтовых вод ниже подошвы фундамента зона возможной наиболее интенсивной коррозии находится вблизи поверхности земли, где возможно увлажнение грунта атмосферными осадками и талыми водами. При высоком уровне грунтовых вод коррозия может наблюдаться по всей высоте подножника.

Для промежуточных опор, установленных на четырех подножниках откопка одного из них на полную глубину допускается при скорости ветра не более 10 м/с без дополнительного закрепления опоры. Если промежуточная опора установлена на одном подножнике, то при его полной откопке опору необходимо укрепить тремя оттяжками, расположенными под углом 120° друг к другу. На фундаменты промежуточных угловых и анкерных опор постоянно действуют вырывающие и вдавливающие нагрузки, обусловленные равнодействующими тяжений по проводам и разностью тяжёний по проводам в смежных анкерных пролетах. Поэтому возможность полной откопки одного из подножников таких опор зависит от условий работы конкретного подножника и определяется руководителем работ. Руководитель работ также устанавливает способ дополнительного закрепления

каждой такой опоры при откопке того или иного подножника.

Размеры откапываемого котлована определяются удобством откопки и возможностью осмотра подножника. Обратную засыпку котлована необходимо выполнять с послойной трамбовкой.

Необходимость ремонта подножников чаще всего возникает в результате их коррозии. Ремонт должен выполняться, если коррозией повреждено более 10% поперечного сечения отдельных уголков. Дефектные элементы подножника усиливают с помощью накладок из металла того же профиля. Крепление накладок производят сваркой, как и при ремонте металлических опор. Глубину откопки подножника для ремонта определяют положением ремонтируемого элемента. Размеры котлована должны обеспечить возможность установки накладки и выполнения сварочных работ.

Защита подножников от коррозии осуществляется путем нанесения гидроизоляционных составов — битума, каменноугольного или асфальто-битумного лака, используемого для окраски опор, но без добавления алюминиевой пудры.

Глубина откопки подножников при окраске определяется межвенным уровнем грунтовых вод и составляет обычно 0,7—1 м, а ширина котлована около 0,5—0,7 м. Котлован откапывают обычно по периметру подножника. Для промежуточных опор, установленных на четырех подножниках, разрешается одновременно откапывать два подножника, расположенных по диагонали; установка оттяжек при этом не требуется. Опоры, установленные на одном подножнике, нужно укреплять двумя оттяжками, располагаемыми поперек линии. Необходимость укрепления промежуточных угловых и анкерных опор определяет руководитель работ.

Защитный слой на подножник наносят с помощью кистей или механизированным способом в два слоя. Перед окраской подножник очищают от земли и ржавчины и высушивают. Особое внимание необходимо обращать на места сочленений отдельных элементов. Краску наносят ровным слоем без пропусков, наплывов и пузырей. Второй слой наносят только после полного высыхания первого, т. е. через 14—20 ч. После высыхания второго слоя котлован засыпают грунтом и тщательно утрамбовывают.

Во избежание повреждения защитного покрытия подножника засыпку котлована производят размельченным грунтом, соблюдая осторожность.

При необходимости ускорить высыхание подножника его перед окраской прогревают паяльной лампой. Во время окраски подножника тем же составом обмазывают анкерные болты опоры, пяты и нижнюю часть опоры, находящуюся непосредственно у земли. (Окраску подножника рекомендуется производить одновременно с окраской опор.)

Откопку подножников для осмотра, ремонта или окраски чаще всего производят вручную с использованием штыковой и совковой лопат. Поэтому трудоемкость этих работ определяется главным образом объемом земляных работ, которые, в свою очередь, зависят от количества и размеров подножника на данной опоре.

Трудозатраты на окраску подножников могут быть существенно сокращены за счет механизации земляных работ, например за счет использования экскаватора Э-153 (на базе трактора «Беларусь»). Им производят откопку подножника по периметру на необходимую глубину, а затем вручную очищают от грунта элементы решетки подножника. Засыпать котлован можно бульдозером. При этом следует соблюдать осторожность, чтобы не повредить нанесенный на подножник защитный слой и элементы самого подножника.

Бригада по ремонту и окраске подножников определяется объемом работ и состоит не менее чем из трех-четырех человек, один из которых обязательно должен быть обучен и допущен к выполнению сварочных работ.

§ 66. Ремонт железобетонных подножников и свай

Необходимость ремонта железобетонных подножников и свай выявляется в результате осмотров линий. Выполняются следующие виды ремонта подножников и свай: заделка цементным раствором щелей в бетоне, защита открытых участков арматуры, восстановление сколов бетона, заполнение бетонным раствором колодцев анкерных болтов, восстановление гидроизоляционного покрытия подземной части фундамента.

Ремонт железобетонных подножников и свай должен по возможности производиться при температуре воздуха выше 0°C. При необходимости ремонта в холодное время года для получения хорошего качества ремонта ремонтируемый фундамент прогревают. Для этого нижнюю часть опоры и фундамент закрывают брезентовой палаткой, под которой производят обогрев фундамента с помощью костра, факелов и т. п.

· Таблица 13. Составы бетонных растворов

В частях (по объему)			На 1 м³ раствора		
цемент	песок	гравий	цемент, кг	песок, м³	гравий, м³
1	3	6	300	0,45	0,9
1	5	10	125	0,45	0,9
1	6	12	95	0,45	0,9

Для ремонта бетона фундаментов рекомендуется приготавливать один из растворов в соответствии с табл. 13.

Для приготовления бетонного раствора используется только чистый речной песок и вода без примесей глины, ила, солей и земли, которые снижают прочность бетона. Сухой песок и цемент перемешивают, затем добавляют воду и опять перемешивают до получения однородной массы. Гравий промывают водой и добавляют в раствор в необходимой пропорции.

Заделку трещин на железобетонных подножниках и сваях производят цементным раствором, который приготавливается так же, как при ремонте железобетонных опор.

Восстановление сколов частей фундамента и выполнение защиты оголенной арматуры связано с устройством опалубки вокруг ремонтируемого фундамента. Опалубку сбивают из досок или кусков фанеры необходимого размера. Стыки опалубки не должны иметь щелей, через которые возможно вытекание бетона.

Перед ремонтом фундамент тщательно очищают от грязи и для лучшего схватывания с новым слоем смачивают водой и заливают тонким слоем чистого цементного раствора. Закладку бетонного раствора в опалубку или колодец анкерного болта производят с послойной трамбовкой после каждых 15—20 см. Трамбовка ведется до появления на поверхности бетона воды. Следует учитывать, что в растворе схватывание бетона начинается примерно через 1 ч после его приготовления. Поэтому приготовленный раствор должен быть сразу же использован. Опалубка может быть снята примерно через 3—5 сут после закладки бетона.

Если фундаменты опоры устанавливают в грунтах, агрессивных по отношению к бетону, то проектом предусматривается защита фундамента. Способ защиты зависит от характера и степени агрессивности грунтов и может состоять из применения различных обмазок (горячим битумом, эпоксидными обмазками), применения водонепроницаемых

пленок и сульфатостойкого цемента. При выявлении повреждений гидроизоляции соответствующее покрытие должно быть восстановлено. По решению главного инженера предприятия поврежденное покрытие может быть заменено другим, эквивалентным ему по защитному действию в конкретных условиях установки фундамента. В случае ремонта железобетона фундамента, установленного в агрессивных грунтах, также должна обеспечиваться необходимая гидроизоляция отремонтированного участка.

§ 67. Ремонт заземлений опор

Необходимость ремонта заземлений опор выявляется измерениями сопротивлений заземления опор и плановыми осмотрами трасс линий. Повреждения заземления чаще всего вызываются коррозией, а также происходят при сельскохозяйственных работах на трассе линии, когда отдельные

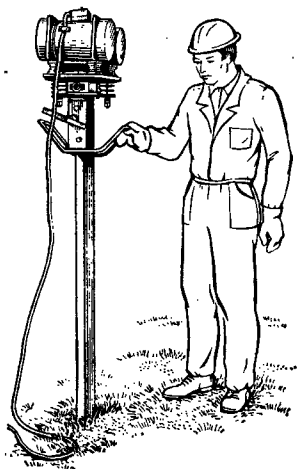


Рис. 123. Забивка электродов заземлений вибромолотом

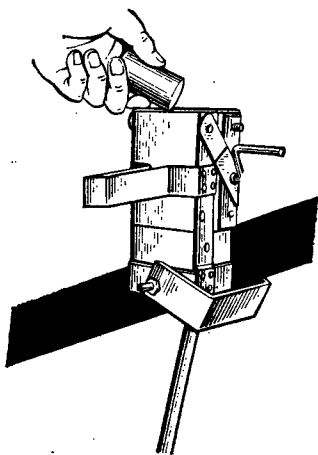


Рис. 124. Тигель для приваривания заземлений

лучи заземлений обрывают или выпахивают. Ремонт заземлений должен, как правило, производиться до начала следующего грозового сезона. Снижение (улучшение) сопротивления заземления опор производится в плановом порядке при капитальном ремонте линии.

Восстановление поврежденных лучевых заземлителей

и снижение сопротивления заземления опор, установленных во влажных грунтах, достигается прокладкой дополнительных лучевых или забивкой глубинных заземлителей, количество и длина которых обеспечивают необходимое сопротивление заземления опоры.

Лучевые заземления прокладывают горизонтально на глубине не менее 0,5 м в обычных условиях и 1 м на пашнях

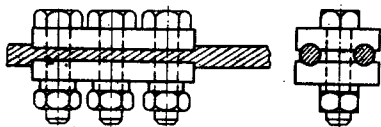


Рис. 125. Плашечный болтовой зажим

в разные стороны от опоры (радиально). Лучи прокладывают в траншеях, которые откапывают вручную или траншеекопателями и засыпают после укладки заземлителя. Прокладка лучевых заземлителей возможна и без откопки тран-

шей, для чего используют специальные приспособления.

Электроды глубинных заземлителей забивают в землю вручную с помощью специальных приспособлений или электрических вибромолотов (рис. 123). Глубина забивки с помощью вибромолота достигает 12 м, скорость забивки от 0,2 до 0,6 м/мин. Применение вибромолота облегчает забивку электрода и повышает производительность труда. Забивку производят отрезками 1,5—1,7 м с наращиванием их по окончании цикла забивки. Для питания вибромолота используют передвижные электростанции или генераторы, установленные на линейных автомашинах. Управление работой вибромолота осуществляют с выносного пульта.

Вновь проложенные лучи заземлений, глубинные заземления или оборванные заземления присоединяют к опоре с помощью сварки. Наиболее распространенной является электросварка с использованием передвижных сварочных аппаратов.

Разработан также метод термитной сварки заземлений. Привариваемый заземлитель прижимают к уголку опоры струбциной, у его конца к уголку крепят графитовый тигель (рис. 124). В тигель засыпают термитный порошок специального состава и поджигают термитной спичкой. При горении термитной массы выделяется медь, которая и приваривает заземлитель к опоре. Перед сваркой поверхность заземлителя и детали опоры зачищают от краски и ржавчины. Термотигельная сварка не требует специальной квалификации сварщика и позволяет производить быструю и надежную сварку, независимо от местонахождения опоры. Ти-

гель, запас термитного порошка и термитные спички легко переносятся монтером в сумке.

В некоторых случаях применяется присоединение заземлений к опорам с помощью болтов. Чаще всего таким способом присоединяют заземления к заземляющим спускам деревянных опор; соединение производят плашечными болтовыми зажимами (рис. 125).

При ручных методах работ и электросварке бригада по ремонту заземлений состоит из четырех-пяти человек. Механизация работ позволяет сократить состав бригады до трех человек.

Контрольные работы

1. Как выявляется необходимость ремонта и окраски подножников?
2. В каком порядке производят окраску подножников?
3. Как приготовить бетонный раствор?
4. Как прокладывают лучевые заземлители?
5. Как забивают глубинные заземлители?
6. Как производят термотигельную сварку контуров заземлений?

ГЛАВА X

РЕМОНТ ВВОДОВ

§ 68. Характерные неисправности вводов и методы их устранения

В процессе транспортирования, хранения и эксплуатации во вводах появляются различные неисправности, которые могут быть устранены с помощью ремонта на месте эксплуатации или в специальных ремонтных мастерских. Устранить неисправности можно с демонтажем и без демонтажа ввода с оборудования, без разборки, с полной или частичной разборкой ввода в зависимости от характера неисправностей.

Необходимо помнить, что все работы в условиях эксплуатации вводов без демонтажа можно производить только при отключенном напряжении. Запасные части и материалы, используемые при ремонте, должны удовлетворять требованиям соответствующих ГОСТов и технических условий ТУ.

В данном параграфе представлен перечень наиболее часто встречающихся неисправностей вводов в условиях эксплуатации и указаны методы их устранения.

1. Загрязнение, окисление и увлажнение изоляционного масла, заполняющего ввод и бак давления. Для устранения этого вида неисправности заменяют масло во вводе и в баке давления.

2. Ухудшение характеристик внутренней изоляции ввода — увеличение значений тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции ($\operatorname{tg}\delta_1$), изоляции измерительного конденсатора ($\operatorname{tg}\delta_2$) у ввода с ПИН или изоляции наружных слоев ($\operatorname{tg}\delta_3$) у ввода без ПИН больше величин, нормируемых для эксплуатационных условий.

3. Отсутствие масла во вводе (некоторое время) или не полностью заполненный маслом ввод. Устранение неисправностей (п. 2 и 3) производят в ремонтных мастерских с полной разборкой ввода, сушкой изоляции, сборкой, вакуумной обработкой, заполнением ввода маслом и с проведением гидравлических и электрических испытаний.

4. Течь в уплотнениях-между фарфоровыми покрышками и металлическими деталями ввода, значительные механические повреждения покрышек, различные повреждения деталей ввода, требующие разборки ввода для полной или частичной замены деталей, резиновых прокладок, покрышек и др. После устранения неисправностей ввод собирают, подвергают вакуумной обработке, заполняют маслом, проводят гидравлические и электрические испытания.

5. Незначительные сколы фарфоровых покрышек устраняют «лечкой».

6. Бой фарфора и течь уплотнений измерительного или специального выводов устраняют подтяжкой уплотнений и заменой изолятора.

7. При повреждении стекла маслоуказателя негерметичного ввода его заменяют.

8. Течь деталей из чугунного и алюминиевого литья устраняют «лечкой» литья.

9. При повреждении изоляционного покрытия нижнего экрана вводов для трансформаторов покрытие восстанавливают.

10. Течь в местах уплотнений пробок, нижней и верхних частях ввода устраняют без его разборки.

Перед описанием последовательности проведения работ по устранению неисправностей рассмотрим вопросы подготовки изоляционного масла и маркировки отверстий во вводе.

§ 69. Подготовка изоляционного масла

При эксплуатации ввода масло для доливки и замены выбирают согласно требованиям норм испытаний электрооборудования и инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

Масло, заливаемое во вводы, должно быть сухим, отвакуумированным; иметь пробивное напряжение (при испытании по ГОСТ 6581—75) для вводов с бумажно-масляной изоляцией на напряжение до 500 кВ включительно не ниже 60 кВ, на напряжение 750 кВ и выше — не ниже 70 кВ; тангенс угла диэлектрических потерь при 90°C, не превышающий 0,5%, и влагосодержание 10 г/т.

Очистку масла от механических примесей производят в фильтр-прессе, в который перед началом работы помещают чистую просушенную фильтровальную бумагу или картон. К входному патрубку фильтр-пресса подсоединяют емкость с маслом, предназначенным для обработки, а к выходному — для приема обработанного масла. Далее открывают входные и выходные задвижки и включают насос фильтр-пресса. С помощью подогревателя поддерживают температуру не выше 50°C и ведут контроль за давлением, которое не должно превышать 0,5 МПа (5 кгс/см²).

В зависимости от степени загрязнения масла меняют листы фильтровальной бумаги или картона (каждые 0,5—1 ч при сильно загрязненном масле, по мере очистки масла интервалы возрастают до 8—10 ч). Очистку масла от механических загрязнений и воды производят также и в центрифуге.

Сушат масло в установке, принципиальная схема которой изображена на рис. 126. Силикагель или цеолит, загружаемый в адсорберы 3, должен быть очищен от пыли и других загрязнений и иметь влажность не более 2%. В емкости 1 с маслом, подогревателе масла и сетчатых фильтрах 2 имеются вентили для отбора пробы масла. Если температура масла ниже 10°C, включают подогреватель и нагревают масло до 40°C. Производительность установки зависит от электрической прочности обрабатываемого масла. Скорость прохождения масла через адсорберы регулируют задвижками.

Масло, заливаемое во ввод, вакуумируется при вакууме с остаточным давлением 666,5 Па (5 мм рт. ст.). Вакуумирование производят в емкости, в верхней части которой размещено устройство для распыления масла. Емкость подсо-

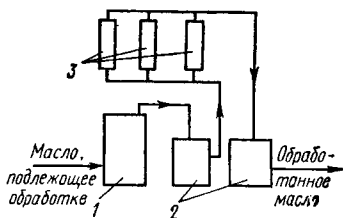


Рис. 126. Схема установки для сушки масла

единена к вакуумному насосу. Если установки закольцевать, степень очистки масла будет достаточно высокой.

При очистке масла необходимо соблюдать следующие правила техники безопасности:

к работе допускать только специально обученный персонал;

электрооборудование должно удовлетворять требованиям «Правил устройств электрических установок»;

помещение маслохозяства должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией и средствами пожаротушения.

На участке маслохозяства запрещается курить, пользоваться открытым огнем, оставлять установки включенными без надзора, оставлять на рабочем месте промасленные ветошь, фильтровальную бумагу или картон и другие легковоспламеняющиеся материалы, хранить легковоспламеняющиеся жидкости (бензин, керосин, ацетон и т. п.).

§ 70. Маркировка отверстий во вводе

В маслonaполненных вводах с бумажно-масляной изоляцией негерметичной конструкции (см. гл. II) предусмотрено специальное устройство для защиты масла от непосредственного контакта с атмосферным воздухом (гидравлический затвор) и устройство для заливки и отбора пробы масла (маслоотбор).

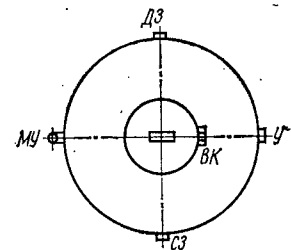


Рис. 127. Схема расположения отверстий в «голове» негерметичного ввода

Для нормальной работы этих устройств, а также для осуществления их периодической проверки в верхней части ввода, обычно в поддоне и расширителе, предусмотрены отверстия, закрываемые пробками. Расположение отверстий у вводов разных типов различно. Для правильного пользования отверстиями рекомендуется проверять их расположение во вводах двумя способами.

Первый способ. При первом способе отвертывают поочередно пробки в поддоне (рис. 127). Пробка, при отвертывании которой в результате слива небольшого количества масла понизится его уровень в маслоуказательном стекле, маркируется буквами СК «Слив масла из расширителя» (консерватора). Затем определяют пробку ВК «Выпуск воздуха из расширителя». Для этого продувают воз-

дух через «Отверстие доливки масла» ДК, которое располагается в верхней части ввода.

Впоследствии были объединены отверстия, предназначенные для доливки масла и выхода воздуха в расширитель (консерватор), а также ликвидировано отверстие для слива масла из консерватора. Далее находят пробку СЗ «Слив масла из затвора» (рис. 127). При ее вывертывании масло из затвора вытекает, а уровень масла в маслоуказательном стекле остается неизменным. После этого отвертывают две оставшиеся пробки, в одну из них вставляют штуцер с поливинилхлоридным или резиновым шлангом, соединенным с сосудом емкостью 5—7 л. Сосуд поднимают выше расширителя ввода, при этом из отверстия СЗ потечет масло. После промывки затвора это отверстие герметично закрывают пробкой с уплотнением и затвор заполняют маслом до тех пор, пока оно не потечет из оставшегося отверстия.

Штуцер со шлангом снимают. Если из освободившегося отверстия масло не выливается, его маркируют буквами ДЗ «Дыхательное отверстие», тогда последнее отверстие маркируют буквой У «Уровень масла в затворе».

Если после снятия шланга масло потечет, ему дают полностью стечь и маркируют одно отверстие буквой У, а другое — буквами ДЗ. Маркировку наносят краской или керном.

Второй способ. Как и при первом способе, путем поочередного отвертывания пробок определяют месторасположение пробок СК и СЗ, а также (продувкой воздуха) пробки ВК.

С помощью сосуда и шланга через отверстие ДК во ввод заливают масло до тех пор, пока оно не перельется через край в масляный затвор. После промывки затвора пробку СЗ завертывают до отказа, а масло продолжают заливать до тех пор, пока оно не польется через отверстие У.

Заливку прекращают и оставшееся отверстие маркируют буквами ДЗ. Масло из расширителя сливают до $\frac{2}{3}$ высоты стекла маслоуказателя МУ. Рекомендуются пользоваться первым способом, так как при этом меньше расходуется масла. Кроме того, масло ввода не смешивается с маслом гидравлического затвора.

Схема расположения отверстий у маслонаполненных вводов всех напряжений показана на рис. 127. В настоящее время завод-изготовитель маркирует все отверстия, предназначенные для обслуживания вводов, а на опорном фланце соединительной втулки ввода помещает табличку со схемой расположения этих отверстий.

§ 71. Отбор пробы масла из герметичного ввода без демонтажа с оборудования

Для решения вопроса о замене масла во вводе, установленном на оборудовании, производят отбор масла из ввода. У негерметичных вводов в связи с особенностью их конструкции для этого предусмотрено специальное маслоотборное устройство и порядок проведения работ указан в инструкции по эксплуатации, которой комплектуется каждый ввод. В герметичном вводе практически в течение всего времени эксплуатации не требуется замена масла и специального устройства для отбора пробы масла не предусмотрено.

Однако в процессе эксплуатации иногда возникает вопрос отбора пробы масла из герметичного ввода, который надо производить в такой последовательности. С ввода снимают избыточное давление. Перекрывают клапан на вводе и баке давления, если он предусмотрен конструкцией, и отсоединяют трубку, соединяющую ввод с баком давления.

Далее в верхней части ввода, сняв предварительно контактную клемму и колпак вывертывают пробку с ниппелем или уплотнением и на ее место подсоединяют силикагелевый осушитель. Открывают клапан на вводе и в чистую сухую емкость отбирают масло в количестве 1,5 л для проведения испытаний. При положительных результатах испытаний подсоединяют бак давления, если он предусмотрен конструкцией, и устанавливают давление во вводе или системе ввод — бак давления.

При отрицательных результатах испытаний масла производят его замену.

§ 72. Замена масла во вводе

Замена масла во вводе может быть произведена с демонтажем ввода с оборудования и без демонтажа.

Замена масла с демонтажем может быть произведена двумя способами.

Первый способ. Ввод демонтируют с оборудования и устанавливают на технологический стенд (специаль-

ную стойку), к которому подведены: вакуумная и масляная (маслопровод) линии и линия слива масла (рис. 128, а, б).

У негерметичного ввода снимают воздухоосушитель, который во время работы подсоединен к отверстию ДЗ (см. рис. 127).

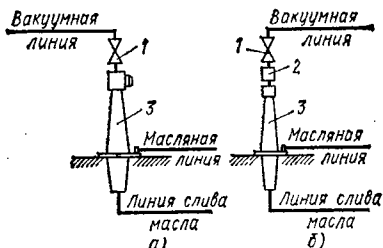
Для слива масла из гидравлического затвора вывертывают пробку СЗ и закрывают пробками с уплотнением отверстия ДЗ и СЗ. Затем вывертывают пробку из отверстия ВК, на ее место подсоединяют силикагелевый осушитель и снимают нижний экран у ввода для трансформаторов.

Далее вывертывают пробку 3 из отверстия в стакане или контактном наконечнике (рис. 129), на ее место ввертывают штуцер с резьбой М 14×1,5 и подсоединяют к сливной линии шлангом, который должен иметь минимальную длину и быть чистым.

Из ввода масло сливают и снимают осушитель, а на его место ввертывают штуцер с резьбой М 14×1,5 и подсоединяют его к маслопроводу резиновым шлангом. Затем ввод промывают двукратным объемом чистого сухого масла, имеющего температуру 35—40°C, отсоединяют шланг маслопровода от отверстия ВК и подсоединяют шланг от вакуумной линии. После этого отсоединяют ввод от сливной линии, закрывают пробкой с уплотнением отверстие в стакане или контактном наконечнике и вывертывают пробку маслоотборного устройства. На место пробки ввертывают штуцер с резьбой М 14×1,5 (рис. 130) и подсоединяют шланг от маслопровода (маслопровод перекрыт). Затем производят предварительную вакуумную обработку ввода в течение времени, указанного в табл. 14.

По окончании вакуумной обработки ввод заливают маслом, имеющим температуру 35—40°C, до $\frac{2}{3}$ высоты стекла маслоуказателя под вакуумом и отсоединяют от маслопровода, а в отверстие маслоотборного устройства ввертывают пробку с уплотнением.

После этого ввод снова подвергают последующей вакуумной обработке (см. табл. 14) и отсоединяют от вакуумной линии.



Т а б л и ц а 14. Продолжительность вакуумной обработки, ч

Напряжение ввода, кВ	Остаточное давление, Па (мм рт. ст.)	Предварительной	Последующей
110	666,5 (5)	6	6
150—220	666,5 (5)	12	12
330	666,5 (5)	16	16
500	666,5 (5)	24	24

Далее, вывернув штуцер из отверстия *ВК*, устанавливают пробку с уплотнением и заливают масло в гидравлический затвор, для чего открывают отверстие *У* и *ДЗ*. После заливки чистого сухого масла в отверстие *ДЗ* до появления его из отверстия *У*, последнее закрывают пробкой с уп-

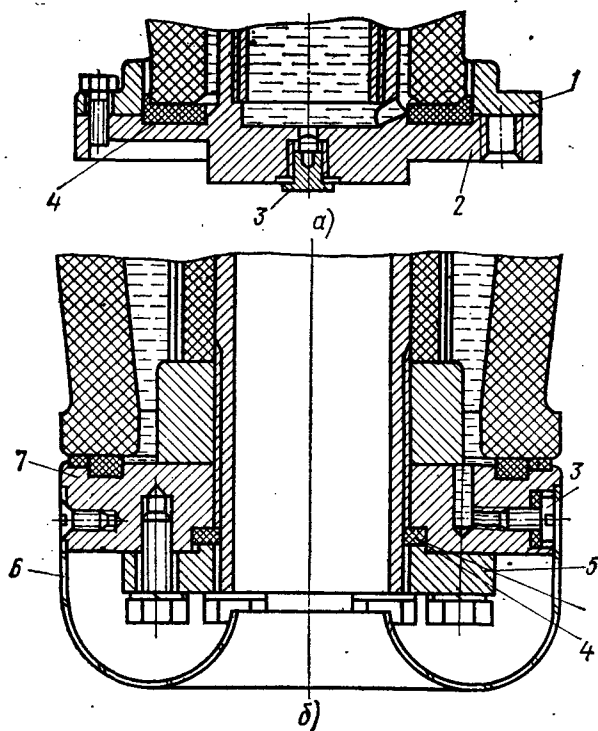


Рис. 129. Нижняя часть ввода:

а — для масляных выключателей, *б* — для трансформаторов; 1 — центрирующее кольцо, 2 — контактный наконечник, 3 — пробка для слива масла, 4 — резиновая прокладка, 5 — уплотняющий фланец, 6 — экран, 7 — стакан

лотнением и устанавливают воздухоосушитель на пробку ДЗ гидравлического затвора (см. § 87).

У герметичного ввода снимают избыточное давление масла, отсоединяют бак давления (если он предусмотрен конструкцией) и вывертывают пробку в верхней части ввода, а на ее место подсоединяют силикагелевый осушитель.

Далее порядок проведения работ тот же, как и для негерметичного ввода, но штуцер в верхней части ввода подсоединяют к вакуумной линии через промежуточную камеру 2 (см. рис. 128, б), а шланг от

маслопровода к вентилю на соединительной втулке ввода. Масло заливают во ввод до появления его в промежуточной камере (примерно $\frac{1}{3}$ ее высоты).

После замены масла отверстия уплотняют пробками с ниппелями, подсоединяют бак давления (если

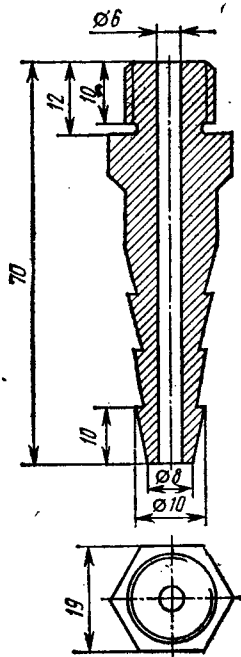


Рис. 130. Штуцер с резьбой М14×1,5

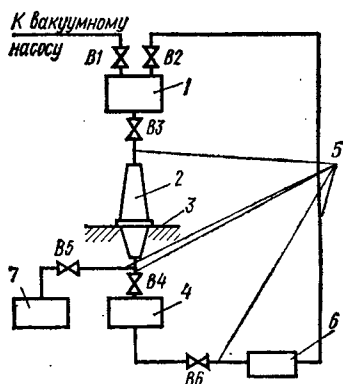


Рис. 131. Схема замены масла во вводе с демонтажем:

1 — емкость с маслом, предназначенным для заливки во ввод, 2 — ввод, 3 — стойка, 4 — емкость для масла, протекающего через ввод, 5 — соединительные шланги, 6 — фильтр-пресс, 7 — емкость для масла, сливаемого из ввода, В 1 — В 6 — вентили

он предусмотрен конструкцией) и устанавливают избыточное давление во вводе или в системе ввод — бак давления согласно установочной кривой, приведенной в инструкции по эксплуатации.

Второй способ. Для замены масла во вводе этим

способом подготавливают емкость, равную трех- или четырехкратному объему масла ввода. Демонтируют ввод с оборудования и устанавливают его на специальную стойку. После этого собирают схему (рис. 131) и тщательно промывают ее маслом, при этом ввод к схеме не присоединяют.

На емкости 1 маслоуказательного стекла должны быть нанесены отметки, указывающие количество сливаемого масла, для соответствующего напряжения (110, 150, 220, 330, 500 кВ).

У герметичного ввода перед заменой масла снимают избыточное давление, если ввод с баком давления, бак давления отсоединяют. У негерметичного ввода снимают воздухоосушитель, сливают масло из гидравлического затвора и отверстия ДЗ и СЗ закрывают пробками с уплотнением. Далее вывертывают пробку из отверстия в верхней части ввода и на ее место ввертывают штуцер с резьбой М 14×1,5.

На штуцер надевают шланг, который присоединяют к емкости 1 под струей масла, а клапан ВЗ перекрывают. В нижней части ввода из стакана или контактного наконечника вывертывают пробку и устанавливают штуцер с резьбой М 14×1,5, который соединяют через промежуточные клапаны В4 и В5 с емкостями 4 и 7.

Затем открывают клапаны ВЗ и В5 для непрерывного притока свежего масла, которое сливается из ввода в емкость 7 в количестве одного объема, и клапан В5 закрывают, а В2, В4 и В6 — открывают. При включении фильтр-пресса регулируют его работу так, чтобы уровень масла в емкости 4 достигал примерно $\frac{1}{2}$ высоты маслоуказательного стекла. При опускании уровня масла до $\frac{1}{4}$ высоты стекла фильтр-пресс отключают и после заполнения стекла до $\frac{1}{2}$ высоты вновь включают. Смену бумаги в фильтр-прессе производят через 2—3 ч.

Время промывки ввода на напряжение 110 кВ маслом, поступающим через фильтр-пресс, равно 6 ч, на напряжение 150—220 кВ — 12 ч, на 330 кВ и выше — 24 ч. По истечении указанного времени отбирают пробу масла из ввода и измеряют пробивное напряжение и тангенс угла диэлектрических потерь. Циркуляцию прекращают после достижения положительных результатов анализа масла.

Затем перекрывают клапаны В2 и В3 и вывертывают штуцер из стакана или контактного наконечника ввода, уплотняют отверстие пробкой с ниппелем у герметичного ввода и пробкой с уплотнением у негерметичного.

Подсоединив шланг от вакуум-насоса к штуцеру в верх-

ней части ввода, открывают вентиль *В1* и включают вакуум-насос. Вакуумную обработку ввода на напряжение 110 кВ производят в течение 4 ч, на напряжения 150—220 кВ — 8 ч и на 330 кВ и выше — 12 ч при остаточном давлении не более 666,5 Па (5 мм рт. ст.). Далее выключают вакуум-насос, отсоединяют шланг и уплотняют отверстие в верхней части ввода.

У негерметичного ввода вывертывают пробку из отверстия *ДЗ*, заполняют гидравлический затвор маслом до нормального уровня и устанавливают воздухоосушитель (см. § 87). У герметичного ввода подсоединяют бак давления (если он имеется) и устанавливают давление во вводе или в системе ввод — бак давления согласно установочной кривой, приведенной в инструкции по эксплуатации.

В тех случаях, когда сроки замены масла во вводе совпадают со сроками проведения капитального ремонта оборудования, на котором установлен ввод, можно заменять масло во вводе без демонтажа, так как в этом случае обеспечивается доступ к пробке в стакане или контактном наконечнике, что особенно удобно для ввода на напряжение свыше 330 кВ, демонтаж которого очень трудоемок.

Замена масла в негерметичном вводе без демонтажа оборудования может быть произведена в такой последовательности.

Сначала подготавливают емкость для масла, которая в 3—4 раза больше объема масла ввода и имеет воздухоосушитель на дыхательной трубке, а в нижней части — штуцер с вентилем для подсоединения шланга. В емкость заливают подогретое до 45—55°C трансформаторное масло (при подогреве масла следят за тем, чтобы оно не окислилось) и устанавливают емкость выше расширителя ввода.

После этого заменяют масло в гидравлическом затворе ввода, сливая его через отверстие *СЗ*. Затем через отверстие *ДЗ* вводят небольшое количество масла для промывки гидравлического затвора, сливают его, закрывают отверстие слива, заполняют полностью гидравлический затвор свежим маслом и отверстие *ДЗ* закрывают пробкой с уплотнением.

Далее заменяют пробку отверстия *ВК* штуцером с резьбой *М 14×1,5* надевают на него шланг от емкости со свежим маслом и заливают ввод полностью.

Шланг подсоединяют к маслоотборному устройству и направляют его в свободную емкость. Затем, открыв вентили на линиях емкости со свежим маслом и маслоотбора, обеспечивают непрерывный поток масла через ввод. Ввод

постоянно должен быть полностью заполнен маслом, для этого регулируют слив масла запорным устройством на маслоотборе и не допускают полного опустошения емкости.

Через ввод пропускают трехкратный объем масла, перекрывают маслоотбор и вентиль на емкости свежего масла, снимают шланг и берут пробу трансформаторного масла из ввода через маслоотбор на испытание после 6—8 ч отстоя.

Ввод подсоединяют к вакуум-насосу и вакуумируют на напряжение 110 кВ в течение 2 ч, на напряжение 220 кВ — 6 ч и 330 кВ и выше — 10 ч с остаточным давлением не более 1333 Па (10 мм рт. ст.). Далее вакуум снимают, устанавливают нормальный уровень масла во вводе и в гидравлическом затворе согласно инструкции по эксплуатации, а отверстие ВК закрывают пробкой с уплотнением и подсоединяют воздухоосушитель. После замены масла ввод на напряжение 110 кВ должен находиться без напряжения не менее 30 мин, на напряжение 220 кВ — не менее 1 ч и 330 кВ и выше — не менее 2 ч.

Замена масла и промывка внутренней изоляции очень трудоемки, поэтому их проводят несколько раз в зависимости от степени старения масла. В ремонтных мастерских разрабатывают и применяют специальные установки, облегчающие и ускоряющие проведение этих работ. После замены масла во вводе измеряют тангенс угла диэлектрических потерь и емкость ввода в соответствии с инструкцией по эксплуатации и проверяют герметичность уплотнений ввода путем гидравлических испытаний.

§ 73. Замена масла в баке давления и присоединение бака давления к вводу

При необходимости в баке производят замену масла в такой последовательности. Сначала снимают давление в системе ввод — бак давления, перекрывают вентили и отсоединяют бак от ввода, причем трубку, соединяющую ввод с баком давления, необходимо заглушить. Во избежание перегрева ввода во время ремонта бака давления к вводу подсоединяют резервный бак. Если резервного бака давления нет, ремонт производят в течение короткого промежутка времени (не более 2—3 ч), а ввод защищают от прямого воздействия солнечных лучей или каких-либо других источников подогрева. Затем сливают масло через отверстие, расположенное на боковой поверхности бака давления, для чего отвертывают накидную гайку с глухим ниппелем.

Бак давления тщательно промывают чистым маслом и собирают схему (рис. 132). Для этого бак давления 6 устанавливают вверх отверстием 7 на боковой поверхности и оставляют его открытым. Далее заполняют бак маслом полностью. При появлении масла из отверстия 7 его тщательно уплотняют пробкой с глухим ниппелем. С помощью насоса 3 в бак давления закачивают масло до максимального значения давления по графикам, приведенным в инструкции по эксплуатации, и насос отсоединяют.

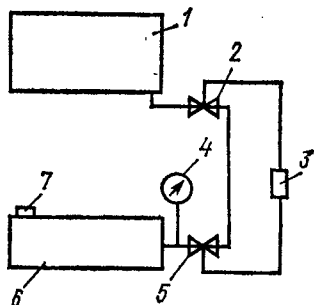


Рис. 132. Схема замены масла в баке давления:

1 — емкость с чистым маслом, 2, 5 — вентили, 3 — насос, 4 — манометр, 6 — бак давления, 7 — отверстие на боковой поверхности бака давления.

Снимают отдачу бака давления, сливая масло в мерную емкость через отверстие на боковой поверхности бака при снижении давления до 0, и сравнивают с отдачей, указанной на щитке технических данных, укрепленном на крышке бака давления. Затем бак давления заполняют маслом до давления 0,3 МПа (3 кгс/см²), приоткрывают вентиль и промывают трубку, соединяющую ввод с баком давления. После этого приоткрывают вентиль на вводе и при вытекающем из ввода и бака давления масле, трубку подсоединяют к вводу, а затем полностью открывают вентили на вводе и баке давления и пломбируют их.

Чтобы убедиться, что ввод полностью заполнен маслом, необходимо приоткрыть пробку 1, находящуюся в верхней части ввода (рис. 133), и при появлении масла надежно ее уплотнить. Далее устанавливают необходимое по графику давление.

§ 74. Восстановление сильфонов бака давления

Если установлено, что имеет место повреждение сильфонов бака давления, то в условиях ремонтных мастерских допускается проведение работ по их восстановлению.

Для этого бак давления отсоединяют от ввода и сливают из него масло (см. § 73). Затем срезают крышку бака давления в центрах непосредственно около крышки на токарном станке при 200 оборотах в минуту. Если имеется возможность, то крышку можно срезать электрогазосваркой, но

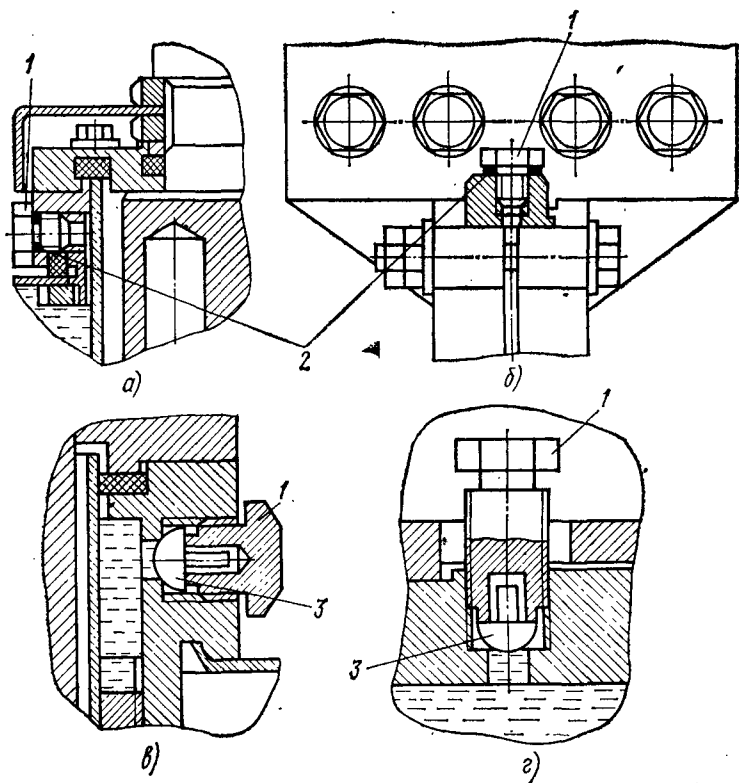


Рис. 133. Расположение пробок (а—г) в верхней части ввода:
1 — пробка, 2 — уплотнение, 3 — ниппель

необходимо соблюдать при этом осторожность во избежание загорания паров масла, оставшегося в баке.

После удаления крышки из корпуса бака давления извлекают сильфонный расширитель (рис. 134), разбирают его и производят внешний осмотр сильфонов на отсутствие в них масла. Сильфоны, признанные годными в результате осмотра, погружают в ванну с водой, подогретой до температуры 40°C , выдерживают в течение 1 мин и проверяют отсутствие выделения пузырьков газа. Выдержавшие испытания сильфоны очищают от загрязнений и остатков масла.

Вышедшие из строя сильфоны восстанавливают в такой последовательности. На наружном радиусе сильфона (рис. 135) просверливают отверстие диаметром 2—3 мм и через него сливают масло из сильфона. Затем очищают сильфон

от остатков масла и загрязнений, зашкуривают отверстие мелкой наждачной бумагой и обезжиривают уайт-спиритом. Далее, подсоединив шланг от компрессора к отверстию,

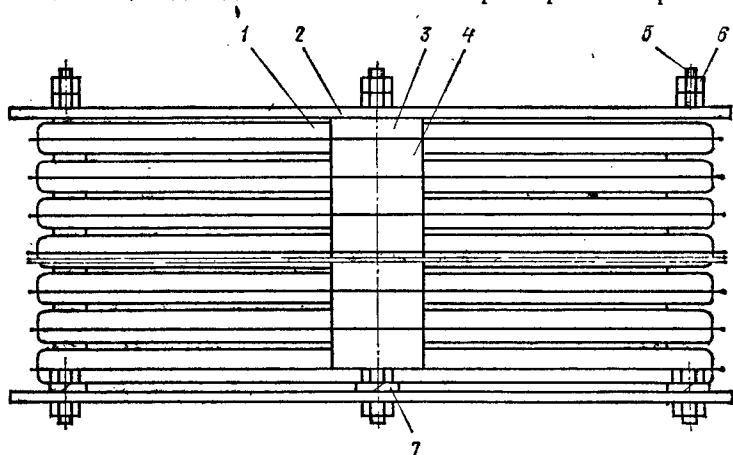


Рис. 134. Сифонный расширитель бака давления:

1 — сифон, 2 — пластина, 3, 4 — сухари, 5 — шпильки, 6 — гайка М8, 7 — шайба

закачивают сифон воздухом до высоты 18,4 мм и запаивают отверстие припоем ПОС40 или ПОС61. В качестве флюса можно использовать светлую канифоль или флюс, состоящий из 22% канифоли, 76% этилового спирта и 2% солянокислого анилина. Надежность пайки проверяют погружением сиффона в ванну с водой, подогретой до температуры

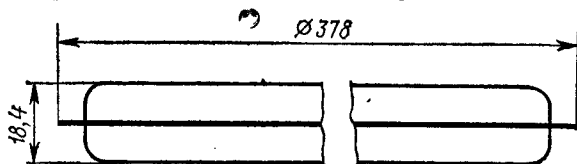


Рис. 135. Сиффон бака давления

40°C. При обнаружении пузырьков на поверхности сиффона снова производят закачку, пайку и повторяют испытания.

По окончании ремонта сиффонов собирают сифонный расширитель (см. рис. 134), помещают его в закрытую емкость, вакуумируют в течение 12 ч с остаточным давлением 133 Па (1 мм рт. ст.), после чего вновь разбирают расширитель и измеряют высоту каждого сиффона. Сиффон, из-

менивший высоту, восстанавливают вышеуказанным способом.

Из сильфонов, прошедших вакуумные испытания, собирают расширитель, устанавливают в корпус бака давления и приваривают крышку к корпусу маслоплотным швом. Затем производят обработку бака давления и присоединение его к вводу, как указано в § 73.

§ 75. Разборка и сборка ввода в ремонтных мастерских

Ремонт ввода с разборкой нужно производить в сухом, теплом, чистом помещении, высота которого позволяет вертикально устанавливать ввод. Кроме того, в помещении должны быть соответствующие грузоподъемные механизмы. Принципиально технология разборки и сборки разных вводов отличается незначительно. Поэтому ниже рассматривается разборка и сборка наиболее распространенных, негерметичных и герметичных вводов.

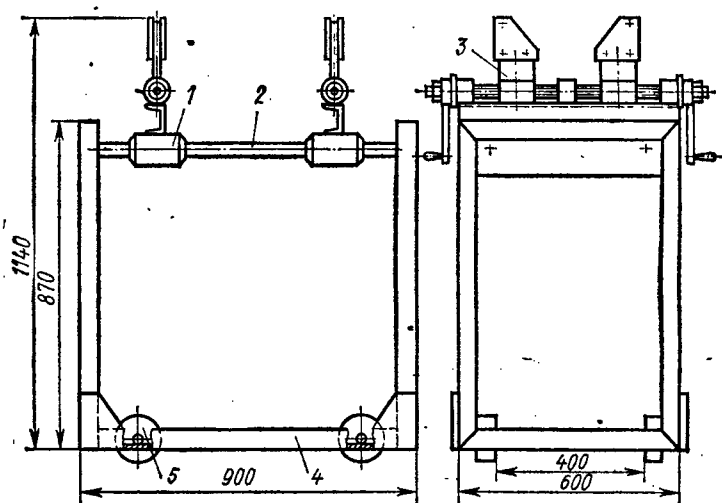


Рис. 136. Станок-тележка для разборки и сборки вводов в горизонтальном положении:

1 — суппорт, 2 — направляющая штанга, 3 — подставка, 4 — каркас, 5 — катки

За сутки до ремонта ввод очищают от грязи, пыли, подтеков масла и устанавливают вертикально в помещении при температуре не ниже 10°C . У вводов для трансформаторов

снимают нижний экран (см. рис. 129, б). Из ввода и гидравлического затвора (у негерметичных вводов) сливают масло.

Разборку и сборку ввода $\frac{\text{БМТ}}{0-45}$ -110/630-У1 на напряжение 110 кВ производят в горизонтальном положении на специальном станке (рис. 136). Для этого отвертывают и снимают контактную клемму, выбивают штифт, снимают контактную шпильку (на рисунке не показано). Затем снимают маслоуказатель 3 (рис. 137, а), отвертывают и снимают уплотняющую 1 и промежуточную 2 втулки. После этого отвертывают шесть болтов М10 кольца 11 и снимают наружный кожух консерватора 14. Чтобы не смять болтами кожух, который изготовлен из алюминия толщиной 2 мм, болты сначала отвертывают наполовину, кожух приподнимают, а затем — полностью кожух снимают.

Для того чтобы правильно собрать ввод, при разборке фиксируют положение гайки 4 на трубе 8. Гайку отвертывают специальным ключом (рис. 138, а). Измеряют высоту пружины 12 (см. рис. 137, а) в сжатом состоянии и отвертывают гайку 5, причем трубу удерживают от проворачивания газовым ключом и снимают последовательно шайбу 6 на пружинах, пружины, шайбу 7 под пружинами, кожух гидравлического затвора 15 и поддон 10. Затем вывертывают трубки уровня масла в гидравлическом затворе 13, дыхательную трубку 17, снимают верхнюю фарфоровую крышку 9 и отпаивают проводник измерительного вывода. Специальным ключом вывертывают гайку 18 из стакана 19 и снимают шайбу 21.

С помощью временных болтов и рычага (рис. 138, б) стакан отворачивают, при этом во избежание проворачивания остова трубу поддерживают газовым ключом. Далее снимают нижнюю фарфоровую крышку 22 (см. рис. 137, в), вынимают остов 20 из соединительной втулки и укладывают его на деревянные подставки.

После разборки ввода все детали тщательно осматривают: поддон проверяют на соответствие расположения трубок по чертежу, фарфоровые крышки — на отсутствие трещин и сколов и тщательно очищают их от загрязнений. На изоляционном остове проверяют качество обвязки киперной лентой, отсутствие сползания слоев бумаги, следов разрядов по поверхности и следов пробоя (в случае необходимости изоляционный остов подвергают сушке в термовакуумной печи). Проточки в деталях под прокладки про-

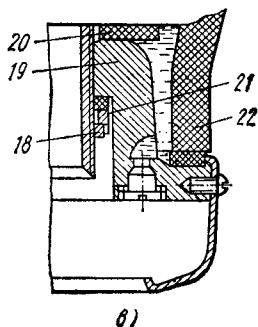
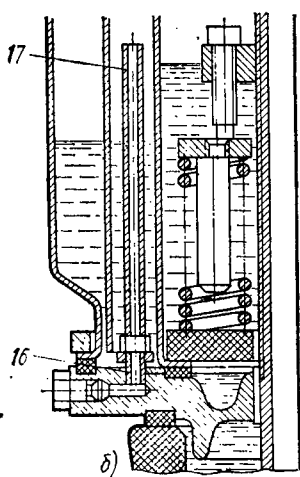
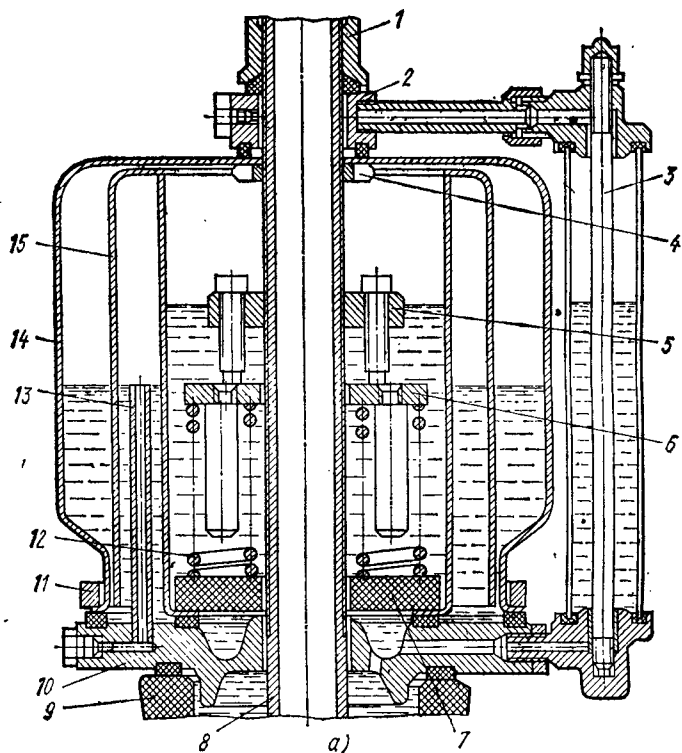


Рис. 137. Ввод $\frac{\text{БМТ}}{0-45}$ -110/630-У1:

а — разрез верхней части ввода с трубкой уровня масла, б — разрез верхней части ввода с дыхательной трубкой, в — разрез нижней части ввода

мазывают клеем 88Н и в них укладывают новые резиновые прокладки.

Металлические детали очищают от загрязнений и ржавчины, при наличии течи через раковины и трещины литые детали подвергают «лечке». Вмятины на алюминиевых колпаках выправляют.

Все детали перед сборкой промывают свежим сухим маслом. При сборке соблюдают чистоту и осторожность, чтобы не повредить фарфоровые покрытия и стекломаслоуказателя.

Сборку ввода производят в последовательности, обратной разборке, но при этом обращают особое внимание на следующее:

при замене фарфоровых крышек необходимо сравнивать их длину с заменяемыми крышками. Длины заменяемых крышек могут быть на 20 мм короче, но не длиннее;

перед установкой поддона еще раз проверяют соответствие расположения трубок и пробок и с помощью продувки убеждаются в отсутствии закупорки отверстий;

при ввертывании дыхательной трубки устанавливают уплотнение 16 (см. рис. 137, б), если оно отсутствовало;

сжатие пружин производят в соответствии с измеренным ранее размером, а при замене крышек — с учетом изменения их размеров.

После сборки ввод устанавливают на специальный стенд для вакуумной обработки у заполнения маслом, затем производят испытания избыточным давлением масла и электрические испытания.

Разборку и сборку ввода ГМТА-45-110/630-У1 (рис. 139) производят в горизонтальном положении.

Сначала снимают контактную клемму 1, отвертывают гайку 2 и снимают защитный колпак 7. Затем, отвернув вторую гайку 2 под защитным колпаком, снимают фланец с упором 3. Для того чтобы снять фланец 4 и кольцо 8, уплотняющее диафрагму с фланцем 6 (диафрагма припаяна к фланцу), отвертывают крепящие их болты 5.

Для правильной сборки ввода после того, как снимут диафрагму с фланцем 6, фиксируют положение на трубе гай-

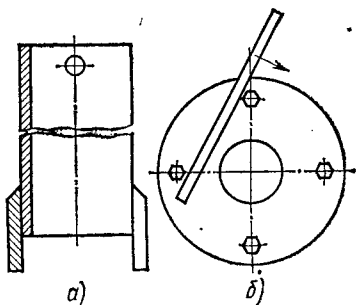


Рис. 138. Ключ для отвертывания специальных гаек (а) и рычаг для заворачивания гаек или стакана (б)

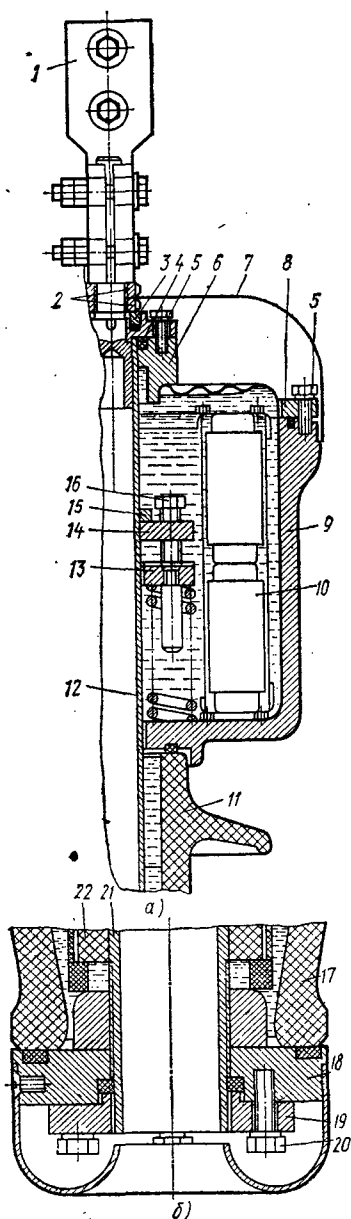


Рис. 139. Ввод ГМТА-45-110/630-У1:

а — разрез верхней части, б — разрез нижней части

ки 15. Далее вынимают сильфонный расширитель 10, измеряют пружины 12 в сжатом состоянии и отвертывают установочные винты 16, гайку 15, диск 14. Затем снимают диск 13, пружины и корпус 9.

Сняв верхнюю крышку 11, отпаивают проводник измерительного вывода, отвертывают болты 20 и вынимают фланец 19. После этого, зафиксировав положение стакана 18 на трубе 21, его отвертывают, придерживая трубу газовым ключом, снимают нижнюю фарфоровую крышку 17 и вынимают изоляционный остов 22 из соединительной втулки. Вентиль и измерительный вывод из соединительной втулки не вынимают. Все детали подвергают тщательному осмотру, промывают и в случае необходимости ремонтируют.

Затем производят сборку ввода в обратной последовательности, причем для удобства во время стяжки пружин устанавливают картонную обойму (рис. 140), которую вынимают после стяжки. Далее ввод подвергают вакуумной обработке, заполняют маслом, производят испытания избыточным давлением масла, электрические испытания и устанавливают давление в соответствии с температурой окружающего воздуха.

Разборка вводов БМВ и ГМВА(Б) аналогична разборке вводов БМТ и ГМТА(Б) с той лишь разницей, что в нижней части вводов БМВ и

ГМВА(Б) вместо стакана расположен контактный наконечник (см. рис. 129, а). Кроме того, нижняя крышка некоторых вводов БМВ и ГМВА(Б) центрируется кольцом, а верхняя — механически крепится сухарями или кольцами и вкладышами к соединительной втулке ввода. Механическое крепление закрывается экраном.

Таким образом, при разборке вводов для масляных выключателей, для того чтобы снять верхнюю крышку, необходимо отвернуть механическое крепление, а нижнюю — снять центрирующее кольцо и отвернуть наконечник.

При сборке вводов для масляных выключателей, имеющих механическое крепление верхней фарфоровой крышки к соединительной втулке, необходимо сначала установить это крепление, а затем производить стяжку ввода пружинами. Разборку и сборку вводов на напряжение 150 кВ производят как в вертикальном, так и в горизонтальном положениях, на напряжения 220

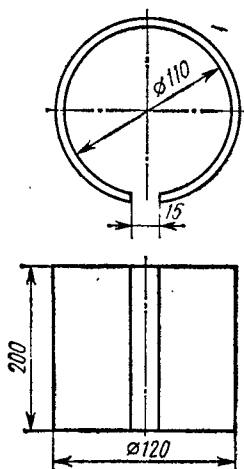


Рис. 140. Картонная обойма для сборки и установки пружин

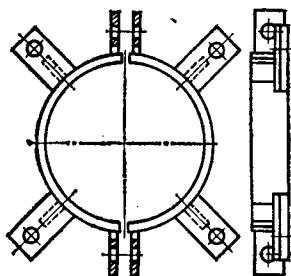


Рис. 141. Хомут для стяжки соединительной втулки с нижней фарфоровой крышкой

кВ и выше — в вертикальном положении.

Если во вводах отсутствует механическое крепление нижней фарфоровой крышки к соединительной втулке, для сборки применяют приспособления, показанные на рис. 141 и 142.

Разборку и сборку ввода $\frac{\text{БМТ (П)}}{0-45}$ -220/1600-У1 (рис. 143) производят в такой последовательности: сначала нижнюю крышку стягивают с соединительной втулкой приспособлением (см. рис. 141, 142) и под нижнюю часть трубы устанавливают домкрат (рис. 144).

После этого снимают контактную клемму 1 (см. рис. 143, а),

гайку 2, колпак 3, вторую гайку 2, шайбу 4, фланец 5, контактную шпильку 6, нажимное кольцо 24 и отвертывают втулку 7 с мембраной 25 и гайкой 8. Далее снимают маслоуказатель 16, отвертывают гайки 9 и снимают консерватор с гидравлическим затвором 11 с поддона 17. С помощью гаек 21, накрученных на шпильки 22 до упора в звездочку 19, слегка сжимают пружины 18. Затем отвертывают гайку 20, причем ее положение на трубе 23 фиксируют, а трубу придерживают газовым ключом.

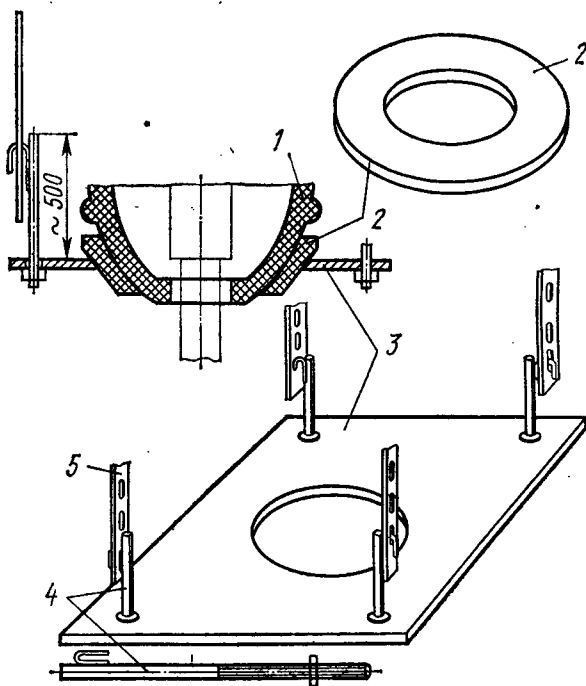


Рис. 142. Приспособление для крепления нижней крышки к соединительной втулке ввода:

1 — нижняя фарфоровая крышка, 2 — резиновая шайба, 3 — стальная плита, 4 — стяжные шпильки М16, 5 — стальная планка

После снятия поддона со звездочкой и пружинами и очередного снятия верхней 26 (см. рис. 143, б) и средней 27 фарфоровых крышек с помощью ременного или пенькового каната (рис. 145) отпаивают проводник вывода от остова, а у вводов с ПИН отсоединяют проводник от соединительной втулки 28 (см. рис. 143, б) и удаляют клинья, цент-

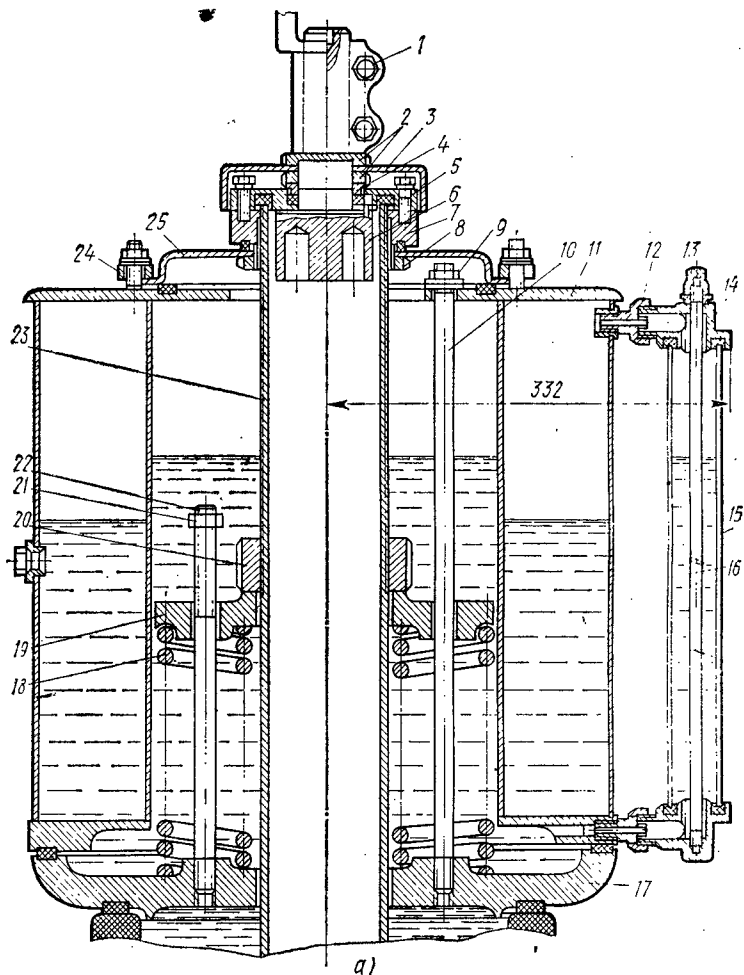


Рис. 143. Ввод $\frac{\text{БМТ (П)}}{0-45}$ -220/1600-У1

а — верхняя часть ввода, *б* — общий вид; 1 — контактная клемма, 2, 8, 9, 12, 13, 20, 21 — гайки, 3 — колпак, 4 — шайба, 5 — фланец, 6 — контактная шпилька, 7 — втулка, 10, 22 — шпильки, 11 — консерватор с гидравлическим затвором, 14 — верхний держатель, 15 — стекло маслоуказателя, 16 — маслоуказатель, 17 — поддон, 18 — пружины, 19 — нажимный диск (звездочка), 23 — труба, 24 — нажимное кольцо, 25 — мембрана, 26, 27, 30 — верхняя, средняя и нижняя крышки, 28 — соединительная втулка, 29 — изоляция

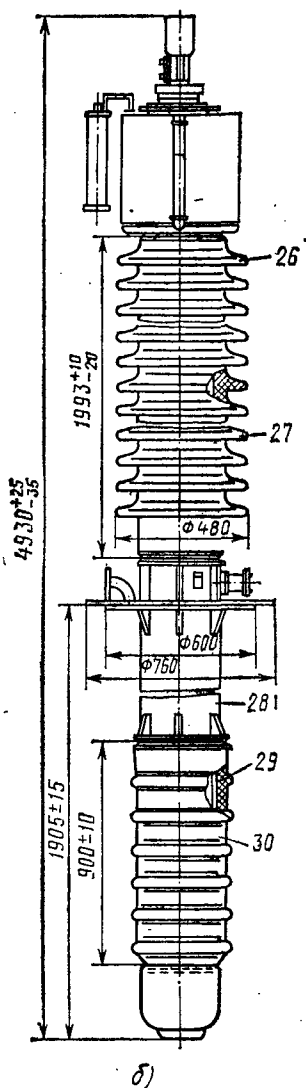


Рис. 143. Продолжение

стакан устанавливают домкрат (см. рис. 144). Далее буковыми клиньями расклинивают остов в соединительной втулке, снимают стропы и припаивают проводник от вывода на соединительной втулке к остову. На сое-

дирующие остова*29. Поддерживая остова, домкрат регулируют так, чтобы остова плавно опустился до упора в нижнюю фарфоровую покрывку 30.

Затем фиксируют высоту конца трубы, выступающего из стакана, снимают шайбу и отвертывают стакан, причём при отвертывании гаек пользуются ключом (см. рис. 138, а), а при отвертывании стакана в него ввертывают технологические болты и ломиком, как рычагом, отворачивают стакан (см. рис. 138, б).

Далее вынимают изоляционный остова (рис. 146) и укладывают его на деревянные опоры (рис. 147), осматривают все детали, часть их ремонтируют и промывают чистым сухим маслом. После этого переходят к сборке ввода. Во все проточки укладывают резиновые прокладки.

На штуцер маслоотборного устройства надевают поливинилхлоридную трубку и опускают ее в нижнюю покрывку. В соединительную втулку и нижнюю покрывку вводят остова до упора, затем остова разворачивают так, чтобы «окно» для припайки проводника вывода находилось на одной линии с выводом на соединительной втулке.

На нижний конец трубы наворачивают стакан на величину, зафиксированную при разборке. С помощью крана остова приподнимают до упора стакана в нижнюю покрывку и под

динительной втулке винтом М5 закрепляют проводник от заземляемой обкладки.

Установив среднюю фарфоровую покрывку на фланец соединительной втулки, их центрируют относительно друг друга. Затем верхнюю покрывку устанавливают на среднюю, в которую предварительно укладывают резиновую прокладку, а поддон—на верхнюю покрывку. (Поддон заранее комплектуют пружинами, стянутыми звездочкой.)

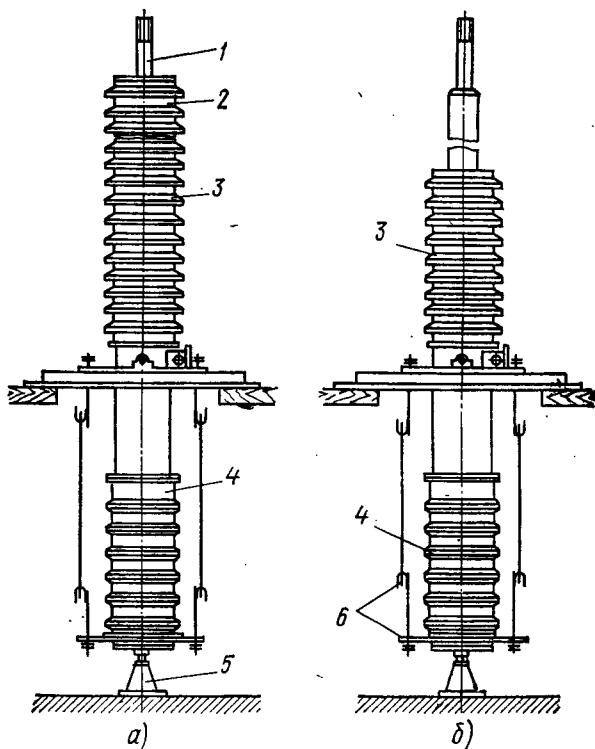


Рис. 144. Схема технологических операций разборки и сборки верхней части ввода:

а — со снятым расширителем, *б* — без верхней покрывки: 1 — труба, 2, 3, 4 — верхняя, средняя и нижняя покрывки, 5 — домкрат, 6 — приспособление для стяжки

Далее на трубу наворачивают гайку до упора в звездочку и отвертывают гайки со шпилек, затем на поддон устанавливают консерватор с гидравлическим затвором (расшири-

тель) так, чтобы концы шпилек прошли через отверстия в верхней части консерватора, и наворачивают гайки.

Навернув гайку на трубу, устанавливают мембрану, уплотняют ее нажимным кольцом и, уложив прокладку, наворачивают специальную втулку; убрав домкрат, в стакан укладывают шайбу и наворачивают гайки. После этого уп-

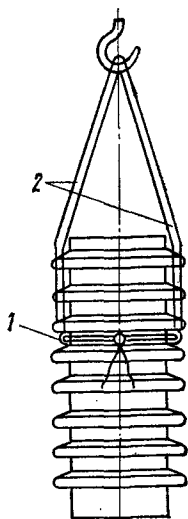


Рис. 145. Строповка покрышек при разборке и сборке ввода:

1 — ременной или веревочный пояс, 2 — стропы

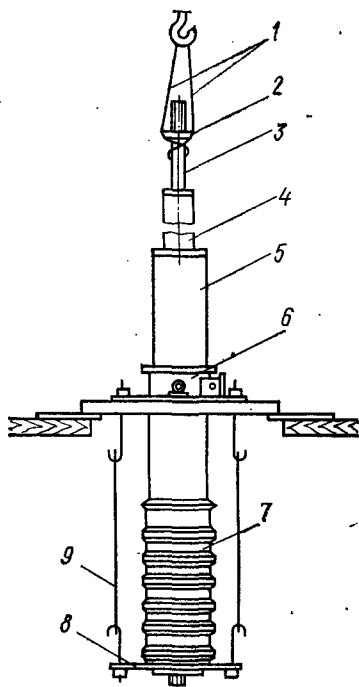


Рис. 146. Схема подъема изоляции:

1 — стропы, 2 — гайки, 3 — труба, 4 — подпорный цилиндр, 5 — изоляция, 6 — соединительная втулка, 7 — нижняя покрышка, 8 — стальная плита с резиновой прокладкой, 9 — шпилька

лотняют все отверстия ввода пробками с льняным уплотнением, производят вакуумную обработку, заполнение маслом, испытания избыточным давлением масла и электрические испытания.

Разборку и сборку ввода ГМТБ-45-220/2000-У1 (рис. 148) производят в такой последовательности. Снимают контактную клемму 1, отвернув предварительно гайку 2, затем защитный колпак 9, вторую — гайку 2 и фланец с упором 3. Отвернув болты 5, снимают фланцы 4, 6 и 8, диафрагму 7 и контактную шпильку 20.



Рис. 147. Расположение изоляции на деревянных кружалах (подставках)

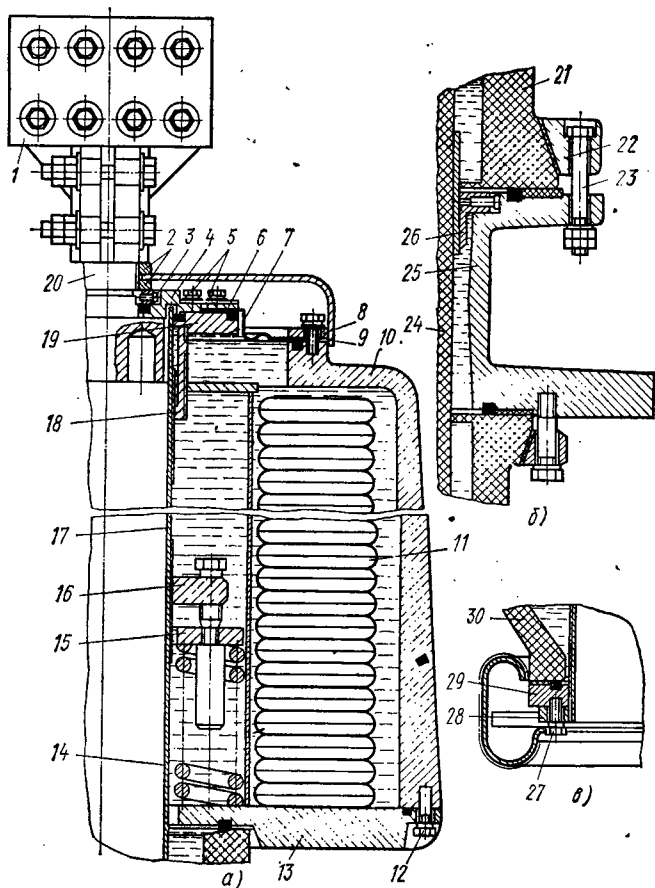


Рис. 148. Ввод ГМТБ-45-220/2000-Y1:

а — верхняя часть, б — средняя часть с соединительной втулкой, в — нижняя часть

Фиксируя расположение резьбовой втулки 18 на трубе 17 и фланца 19 на резьбовой втулке, втулку отвертывают. Далее снимают корпус 10, вывертывая болты 12 и вынимают сильфонный расширитель 11. Проверив отсутствие механических повреждений компенсирующих элементов фиксируют расположение диска 16 на трубе и размер сжатых пружин 14. Отвернув диск 16, устанавливают домкрат под стакан 29, снимают шайбу 15, пружины и нижнюю часть корпуса 13 (поддона).

Для того чтобы снять верхнюю крышку 21 (рис. 148, б), отвертывают болты 23 механического крепления к соединительной втулке 25 и вынимают вкладыши 22. Затем удаляют вкладыши 26 механического крепления изоляции 24 и отпаивают проводник измерительного вывода. Чтобы вынуть остов из соединительной втулки и нижней крышки 30 (см. рис. 148, в), отвертывают болты 27 и снимают фланец 28.

Сборку ввода производят в обратной последовательности, затем ввод подвергают вакуумной обработке, заполняют маслом, испытывают избыточным давлением масла и электрически. Во вводе устанавливают давление в соответствии с графиком инструкции по эксплуатации.

Перед началом разборки, герметичного ввода с баком давления последний отсоединяют от ввода, а по окончании сборки, обработки и испытаний присоединяют указанным выше способом.

§ 76. Разборка, ремонт и сборка остова ввода с маслосборной изоляцией

Перед разборкой остова обязательно эскизируют размещение его на трубе и размеры уступов и цилиндров (рис. 149).

Затем отсоединяют гибкие проводники, отворачивают гайки с концов трубы и снимают подпорные цилиндры и центрирующие шайбы или клинья. Снятые цилиндры и детали остова тщательно промывают подогретым маслом и осматривают. Если на цилиндрах имеются следы электрических разрядов, вспучины, вмятины, механические повреждения, размягчение более чем на 20 мм от краев, их заменяют.

На новые цилиндры, просушенные при 105°C в течение 48 ч, накладывают обкладку из фольги и наматывают кабельную бумагу в соответствии со снятыми размерами или по чертежу, полученному от завода-изготовителя ввода.

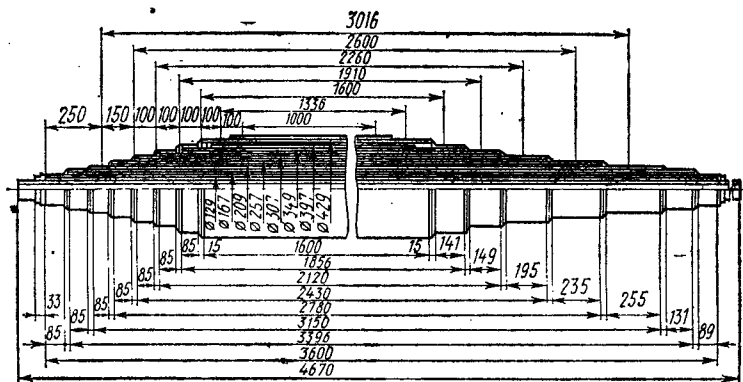


Рис. 149. Эскиз маслобарьерной изоляции ввода

После подготовки всех деталей начинают сборку остова с внутреннего цилиндра (наименьшего по диаметру и наибольшего по длине) в соответствии с эскизом или заводским чертежом. В процессе сборки цилиндры центрируют с помощью центрирующих шайб или клиньев. По окончании сборки проверяют размеры и взаимное расположение цилиндров.

§ 77. Сушка изоляции

Сушка изоляции при ремонтах в зависимости от местных условий и степени ухудшения характеристик изоляции может быть проведена в термовакуумной печи или промывкой сухим подогретым маслом (подсушка).

Во избежание окисления масла между слоями бумаги не допускается проводить сушку без вакуума. Если все детали ввода исправны и значения тангенса угла диэлектрических потерь превышают нормируемые для эксплуатации величины не более чем на 25%, рекомендуется промывать ввод сухим, подогретым до 65°C маслом. Возможна подсушка собранного ввода нагревом его в печи до 70—80°C, но она малоэффективна.

Наиболее эффективной является сушка изоляции в термовакуумной печи ИШВ, принципиальная схема которой дана на рис. 150.

Электрод печь относится к индукционным нагревательным устройствам промышленной частоты с косвенным нагревом изделия. Для проведения сушки изоляционные остова устанавливают в специальные приспособления, либо вне

печи, а затем приспособление с остовами загружают в нее, либо остовы помещают поштучно в печь на специальную подставку.

По всей высоте рабочей части корпуса печи (обечайки) с наружной его стороны нанесен слой теплоизоляции из асбозурита. Поверх изоляции корпуса намотан индуктор из изолированного медного провода. В целях защиты провода

от внешних механических повреждений печь закрыта металлической сеткой.

При прохождении тока в индукторе обечайка (корпус) нагревается вихревыми токами, а изделия (остовы) — тепловым излучением от обечайки. Для терморегулирования предусмотрены термодары. Кроме того, для удобства обслуживания имеется ручной механизм реечного типа для подъема и поворота крышки.

В верхней части камеры предусмотрено подсоединение к вакуумной системе и вмонтированы изоляторы для вывода проводников остова, чтобы производить измерения характеристик изоляции во время сушки. Контроль за степенью разрежения в рабочем объеме печи производят вакуумметром ВСБ-1, этот же прибор осуществляет запись вакуума.

Печь комплектуют печным трансформатором и шкафами управления, связанными с ее вакуумной и пирометрической частями. Разогрев печи и поддержание температуры осуществляют как вручную, так и автоматически. Наблюдение за температурой ведут по автоматическому самопишущему и регулирующему потенциометру. Эксплуатировать печь нужно в соответствии с «Правилами и нормами эксплуатации электрооборудования и электрических установок», правилами техники безопасности и инструкциями по эксплуатации завода-изготовителя печи.

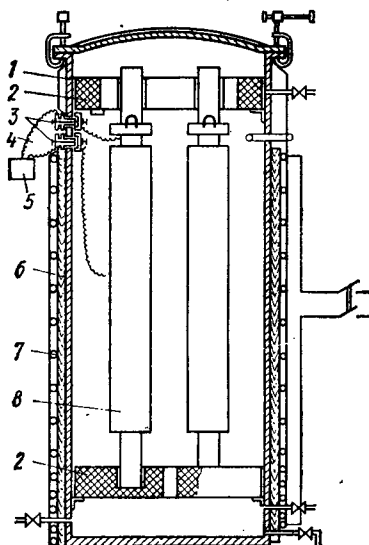


Рис. 150. Схема индукционной термовакуумной печи шахтного типа:

1 — корпус печи (обечайка), 2 — приспособление для установки изоляции, 3 — проходные изоляторы, 4 — провода для подсоединения изоляции, 5 — низковольтный мост, 6 — теплоизоляция, 7 — индукционная обмотка, 8 — изоляция, подвергаемая сушке

Перед началом процесса сушки опробуют вакуумную систему и проверяют работу всех контрольно-измерительных приборов печи. В приспособление устанавливают остовы (их количество выбирают в зависимости от размера печи), к одному из них (к трубе и последней обкладке) подсоединяют проводники и выводят через изоляторы наружу для проведения измерений во время сушки.

Крышку печи уплотняют, печь включают и проводят сушку изоляционных остовов с бумажно-масляной изоляцией в соответствии с табл. 15.

При сушке маслобарьерной изоляции во избежание вспучивания, коробления из-за неравномерного нагрева или быстрого испарения скорость подъема температуры до 60°C

Т а б л и ц а 15. Режим сушки остовов вводов

Температура сушки, °C	Остаточное давление, Па (мм рт. ст.)	Продолжительность сушки, ч, при напряжении кВ		
		110—150	220	330 и выше
Плавный подъем температуры от 20 до 85	До 665,5 (5)	8	8	10
80—85	666,5 (5)	48	96	120
Снижение до 40	Плавное снятие ва- куума перед откры- тием печи	8—9	8—9	10—12

Примечание. Скорость повышения и снижения вакуума не должна превышать 19 995—22 661 Па (150—170 мм рт. ст.).

должна быть не более 10°C в час, а от 60 до 85°C — не более 5—7°C в час. Продолжительность сушки маслобарьерной изоляции устанавливают в зависимости от тангенса угла диэлектрических потерь. Она составляет 5—30% времени сушки бумажно-масляной изоляции на соответствующее напряжение. Охлаждение маслобарьерной изоляции производят постепенным снижением температуры со скоростью 10°C в час.

Контролируют сушку, измеряя тангенс угла диэлектрических потерь низковольтным мостом УМ-3 или Е-12а. Критерием сушки является стабилизация значения тангенса угла диэлектрических потерь в течение 2 сут (не менее).

После сушки изоляцию вынимают из печи при 40°C и держат ее на открытом воздухе не более 3 ч при температуре

окружающего воздуха не ниже 15°C. Для более длительного хранения изоляция должна быть погружена в сухое чистое масло.

Процесс сушки — пожароопасная операция, поэтому все оборудование должно быть обеспечено средствами пожаротушения. При измерениях изоляции нужно соблюдать правила электробезопасности, установленные для электрических испытаний. Запрещается на участке сушки пользоваться открытым огнем и оставлять включенными индукционную обмотку и вакуумные насосы без наблюдения.

§ 78. Вакуумная обработка и заполнение ввода маслом

По окончании сборки ввод устанавливают на технологический стенд для проведения вакуумной обработки и заполнения маслом (см. рис. 128). Вводы на напряжения 110—150 кВ допускается устанавливать одновременно по 6 шт.,

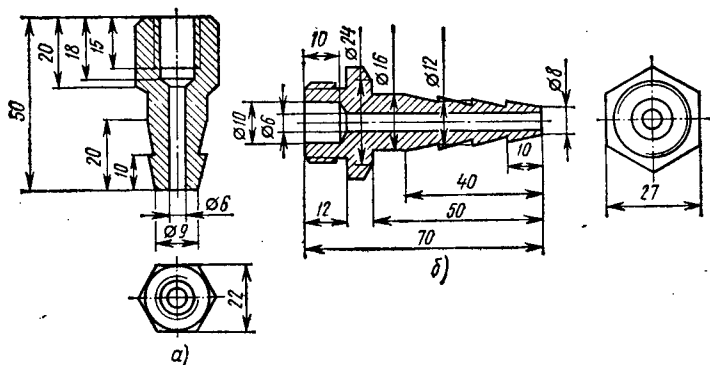


Рис. 151. Штуцера с трубной резьбой 1/4" (а) и с резьбой М22×1,5 (б)

на напряжения 220 кВ — по 2 шт., а на 330 кВ и выше — по 1 шт.

В отверстие верхней части ввода (см. рис. 133) ввертывают штуцер с резьбой М14×1,5 с уплотнением и к штуцеру подводят шланг от промежуточной камеры, подсоединенной к вакуумной линии. В маслоотборное устройство негерметичного ввода ввертывают штуцер с резьбой М14×1,5 с уплотнением и к нему подсоединяют шланг от масляной линии (маслопровода).

У герметичного ввода со встроенными компенсаторами на вентиль ввода наворачивают штуцер с трубной резьбой 1/4" (рис. 151, а), у ввода с баком давления — с резьбой

M14×1,5. Если у вентилля ввода есть переходник, в него вворачивают штуцер с резьбой M22×1,5 (рис. 151, б) и к штуцеру подсоединяют шланг от маслопровода. Все остальные отверстия ввода уплотняют.

Шланги, которые применяют для подсоединения, должны быть чистыми, без изломов и иметь минимальную длину. При перекрытом вентиле маслопровода (вентиль герметичного ввода закрыт) ввод вакуумируют в течение времени, указанного в табл. 14, причем продолжительность вакуумной обработки ввода с маслобарьерной изоляцией можно сокращать вдвое. Не снимая ввод с вакуума, открывают вентиль маслопровода (соответственно вентиль герметичного ввода) и заполняют ввод маслом до появления его в промежуточной камере, затем вентиль закрывают и продолжают последующую вакуумную обработку в соответствии с табл. 14.

Далее проводят испытания избыточным давлением масла, которое указывается в паспорте ввода, снимают шланги, вывертывают штуцера и уплотняют отверстия. У негерметичного ввода устанавливают уровень масла во вводе и в гидравлическом затворе в соответствии с инструкцией по эксплуатации, а у герметичного — давление по графикам, приведенным в той же инструкции. Далее ввод подвергают электрическим испытаниям.

§ 79. Ремонт фарфоровых покрышек

Мелкие дефекты на фарфоровых покрышках ввода (небольшие сколы ребер, выбоины и т. д.), общая площадь которых не превышает 0,05—0,07% от поверхности покрышки, можно устранить «лечкой». «Лечку» фарфора желательно проводить в сухую погоду при температуре окружающей среды и склеиваемого изделия не ниже 18°C.

Для склеивания отколовшихся частей фарфора сначала склеиваемые поверхности очищают, а затем их обезжиривают ацетоном. Далее готовят смесь из эпоксидной смолы ЭД-20 (100 мас. ч.), полиэтиленполиамин (13,5 мас. ч.) и фарфоровой муки (10 мас. ч.).

Смолу тщательно перемешивают с молотым фарфором и подогревают в термостате под вытяжкой до 60°C (при более высокой температуре смола начинает полимеризоваться), выдерживают при этой температуре 20—25 мин для удаления пузырьков воздуха, затем охлаждают до комнатной температуры. В охлажденную смесь не более чем за 1 ч до применения добавляют полиэтиленполиамин и смесь

тщательно размешивают до получения однородной массы в течение 4—5 мин шпателем круговыми движениями без отрыва от дна емкости, чтобы в клей не попал воздух. Затем на склеиваемые поверхности наносят деревянной дощечкой (шпателем) тонкий (0,5 мм) слой смеси, одну склеиваемую часть прижимают к другой, удаляют выдавленные потеки смеси и оставляют детали в сжатом состоянии до полного затвердения клея.

Для окраски мест скола фарфора рекомендуется применять смесь эпоксидной смолы ЭД-20 (45,5%), белой сухой глазури (13,5%), окиси цинка (18,3%) и ацетона (22,7%). При подготовке смеси смолу ЭД-20 предварительно прогревают в термостате при 60—70°C в течение 20—30 мин и затем охлаждают до комнатной температуры. Белую сухую глазурь и оксид цинка мелют в течение 20 ч в небольшой шаровой мельнице. Перед применением в помол добавляют ацетон и отвердитель (полиэтиленполиамин), 4,4% от массы краски (примерно 7 капель отвердителя на 10 г краски). Подготовленную смесь наносят на место скола, которое предварительно высушивают, тщательно очищают от загрязнений и обезжиривают.

Окраску места скола на фарфоре также проводят нанесением влагостойкого лака 4С, натуральной олифы с присадкой сиккатива, клея БФ-4, которые образуют блестящую поверхность, близкую по качеству к глазури.

§ 80. Замена изолятора специального или измерительного выводов

При повреждении изолятора специального или измерительного выводов его заменяют. Для этого из ввода, установленного вертикально на стойке или под углом на оборудовании, сливают масло до уровня опорного фланца соединительной втулки. Затем, отвернув болты 8 (рис. 152), осторожно снимают защитный колпак или крышку 1 и, отвернув верхнюю гайку 4 отсоединяют проводник 2, а у ввода с ПИН снимают еще коробку 9. Далее с контактной шпильки 3 отвертывают две гайки 4, шайбу 5 и прокладку 6 и, сняв фланец 10, осторожно вынимают поврежденный изолятор 7 из гнезда соединительной втулки.

Установив новый изолятор, производят сборку вывода в обратной последовательности, заполняют ввод маслом и вакуумируют, как указано в § 78.

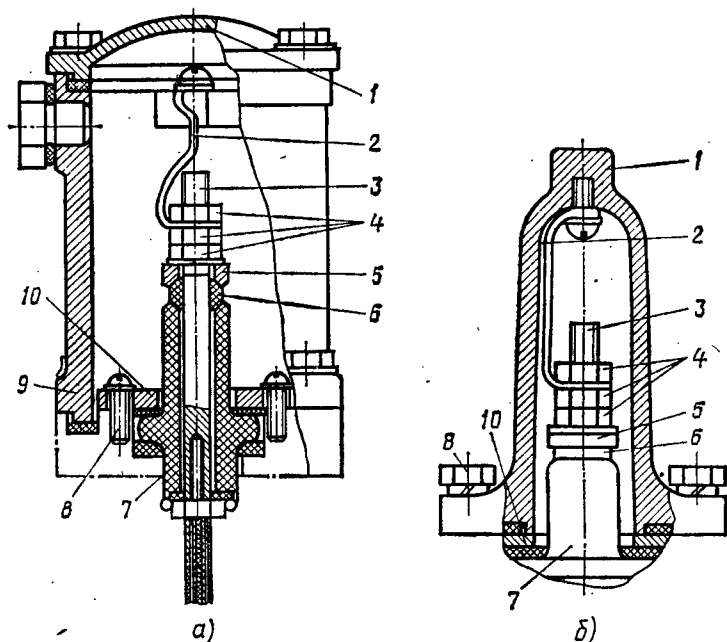


Рис. 152. Специальный вывод для ввода с ПИН (а) и измерительный вывод для ввода (б)

§ 81. Замена поврежденного стекла маслоуказателя

У негерметичных вводов для замены стекла маслоуказателя сначала отвертывают пробку *ВК* (см. рис. 127) в расширителе и сливают масло через маслоотборное устройство. Затем, вывернув накидную гайку 12 (см. рис. 143, а) и гайку 13, снимают верхний держатель 14. После этого, вынув поврежденное стекло 15, очищают прокладки, устанавливают новое стекло и собирают маслоуказатель в обратной последовательности.

Через маслоотборное устройство насосом, оставляя пробку *ВК* открытой, доливают масло в расширитель ввода и устанавливают уровень масла в маслоуказателе ($\frac{2}{3}$ высоты стекла маслоуказателя при 15—20°C). Затем отверстие пробки закрывают, надежно уплотнив его льняной паклей, пропитанной бакелитовым лаком.

Доливать масло во ввод (в полость расширителя) можно также через отверстие пробки *ДК* (например, у вводов, выпускаемых до 1963 г.) воронкой, причем при доливке

пробка *ВК* должна быть открыта. Если пробка *ДК* не предусмотрена конструкцией ввода, доливают масло через пробку *ВК* воронкой, с тонким горлышком, чтобы обеспечить выход воздуха из ввода через эту же пробку.

§ 82. Ремонт деталей ввода из чугунного или алюминиевого литья

При обнаружении течи масла через поры в деталях ввода, изготовленных из чугунного или алюминиевого литья, производят «лечку» их эпоксидными клеями на основе смолы ЭД-20. Устраняют течь в литье при температуре не ниже 18°C. Если нельзя демонтировать ввод с оборудования, исправляют течь на месте эксплуатации (обязательно при сухой погоде).

Из ввода сливают масло до уровня несколько ниже течи. Для максимального удаления масла из места течи внутри ввода вакуумным насосом создают разрежение. Поверхность, подлежащую исправлению, высушивают, очищают от пыли, краски и ржавчины. Краску и ржавчину удаляют растворителем, карцовочной щеткой, наждачной бумагой или любым другим способом.

Поверхность, подлежащую «лечке», обезжиривают после установившегося разрежения во вводе, тщательно протирают тканью, смоченной в бензине или ацетоне, после этого выдерживают 10—15 мин для высыхания.

Затем приготавливают клей, состоящий из смолы ЭД-20 (90%), которая должна быть разбавлена ацетоном или растворителем Р-4 до консистенции жидкой сметаны, но не более 30% от массы смолы, полиэтиленполиамины (10%) и наполнителя (более 100% от суммы смолы и полиэтиленполиамины). Для склеивания деталей из алюминиевого литья наполнитель состоит из 0,1—0,3% алюминиевой пыли, а для склеивания деталей из чугуна — 0,8—1,2% железного порошка.

При приготовлении клея сначала взвешивают смолу и наполнитель (в соответствии с рецептом), тщательно размешивают смесь, затем вводят полиэтиленполиамин и вторично размешивают смесь. Жизнеспособность приготовленного по такой технологии клея 30—40 мин.

Заливку дефектов производят при разрежении во вводе. Места, подлежащие исправлению, разогревают (например, рефлектором) до 50—60°C и на разогретую поверхность кистью или тампоном наносят клей, который тщательно втирают в поры.

Ввод после «лечки» деталей выдерживают при 18—20°C не менее 24 ч, после чего заполняют его маслом. Отвёрждение клея можно ускорить прогреванием мест исправления дефекта при 60—80°C не менее 1 ч. Прогревание следует начинать не раньше чем через 2—3 ч после нанесения клея. В некоторых случаях для «лечки» литья пользуются лаком МЛ-92. Для этого детали протирают уайт-спиритом, прогревают при 120°C в течение 15—20 мин и подготавливают герметично закрывающуюся емкость, которую подсоединяют к вакуумному насосу, создающему вакуум с остаточным давлением не более 5332 Па (40 мм рт. ст.).

Затем детали погружают в емкость, которую уплотняют, включают вакуум-насос и детали выдерживают под вакуумом в течение 5 мин. Далее вакуум-насос отсоединяют и в емкость впускают пропитывающую жидкость (лак МЛ-92). При создавшемся давлении 0,4 МПа детали выдерживают в течение 5 мин, после чего пропитывающую жидкость сливают, а детали оставляют в течение некоторого времени (15 мин) в емкости для того, чтобы избыток жидкости стек с поверхности.

После этого емкость открывают, детали вынимают, помещают в печь (термостат) и выдерживают при 120°C в течение 5 ч. При проведении работ контролируют вязкость пропитывающего лака вискозиметром ВЗ-4, она не должна превышать 22—32 с.

§ 83. Восстановление изоляционного покрытия нижнего экрана ввода

У вводов для трансформаторов в нижней части имеется экран, предназначенный для выравнивания электрического поля. Начиная с напряжения 220 кВ и выше, на нижние экраны вводов наносят изоляционное покрытие — поливинилбутираль ПШ (ГОСТ 9439—73) или эпоксидный порошок ПЭП-971.

При нарушении покрытия его необходимо восстановить. Для этого поверхность экрана очищают от пыли и загрязнений, погружая в смесь ацетона и растворителя Р-4 в соотношении 1 : 1 и выдерживают не менее 24 ч в плотно закрытой емкости. Если за это время покрытие не растворится, экран снова погружают в растворитель, а незначительные остатки покрытия снимают деревянной пластинкой. Затем тщательно обезжиривают поверхность экрана и газопламенной горелкой наносят новое покрытие.

Тепловой режим нанесения покрытия устанавливают опытным путем. При выборе теплового режима определя-

ют условия, при которых частицы порошка, проходя через пламя горелки, нагреваются до пластичного полужидкого состояния без разложения и при падении на предварительно подогретую до 160—200°C поверхность экрана сливаются, образуя сплошное покрытие.

§ 84. Устранение течи масла в местах уплотнений ввода

Устранение течи масла из уплотнений пробок расширителя, маслоуказателя, клемм, фланцев, измерительного (специального) вывода и других мест производят подтяжкой болтов, пробок, накидных гаек.

Течь между фарфором и металлическими деталями ввода (например, в месте механического крепления крышек к соединительной втулке) устраняют подтяжкой болтов или гаек равномерно по окружности, при этом соблюдают осторожность во избежании поломки фарфора. Если этих мер недостаточно, резиновые прокладки заменяют и ввод полностью разбирают.

Течь уплотнений в нижней и верхней частях протяжного ввода для трансформаторов устраняют без полной разборки ввода. Чтобы устранить течь в нижней части герметичного ввода (см. рис. 129, б) нужно снять экран 6, отвернуть болты уплотняющего фланца 5, заменить резиновую прокладку 4 и собрать ее в обратной последовательности. Далее следует отрегулировать давление.

Для устранения течи в верхней части герметичного ввода (см. рис. 139) нужно снять контактную клемму 1, отвернуть гайку 2 и снять защитный колпак 7, а затем уплотняющий фланец 3 и заменить резиновую прокладку. Собирают верхнюю часть ввода в обратной последовательности, после чего регулируют давление.

§ 85. Замена манометра и регулирование давления у герметичных вводов с встроенными компенсаторами

У всех герметичных вводов для контроля за давлением имеется измерительное устройство (рис. 153), состоящее из манометра 1 и трубки 6 с впаянными в нее ниппелями 3, 5 и предварительно надетыми гайками 2, 4.

До июня 1978 г. вводы поставлялись с манометрами МТП-60/1-МУ (рис. 154) с резьбой М12×1,5 под установку в гайку 5 (см. рис. 153), а для уплотнения манометра применялась прокладка $\varnothing 10/6$. С июня 1978 г. вводы поставляют

с виброустойчивыми и брызгозащищенными манометрами МТПСд-100-ОМ2 (рис. 155) с резьбой $M20 \times 1,5$ под установку в гайку 5 (см. рис. 153) и прокладкой $\varnothing 17/6$.

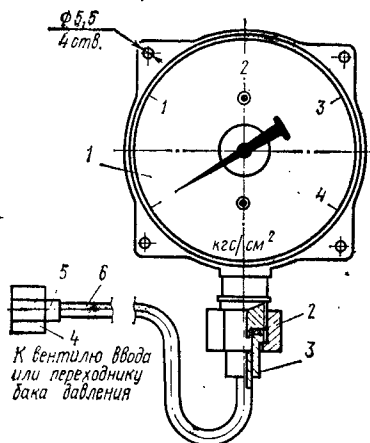


Рис. 153. Измерительное устройство

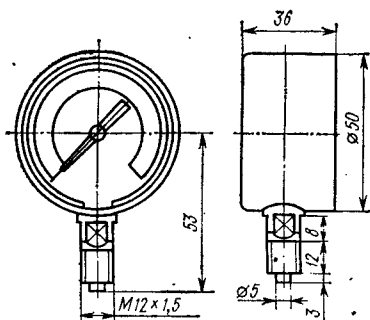


Рис. 154. Манометр МТП-60/1-МУ

Прокладки изготовлены из медного или алюминиевого листа соответственно для вводов тропического или умеренного климата и имеют толщину 1,5 мм.

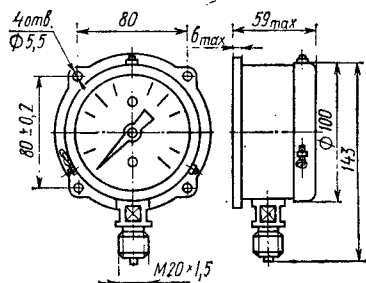


Рис. 155. Манометр МТПСд-100-ОМ2

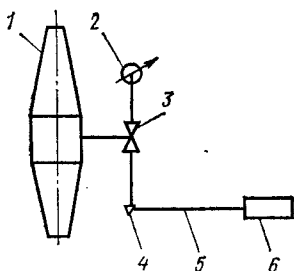


Рис. 156. Схема повышения давления во вводе

У вводов с встроенными компенсаторами измерительное устройство устанавливается на один из штуцеров вентиля на соединительной втулке с помощью гайки 4 (см. рис. 153), а на другой штуцер вентиля устанавливается гайка с глухим ниппелем. Вентиль находится в предельно открытом положении. Для замены манометра снимают пломбу с вентиля и закрывают его. Вывертывают неисправный манометр

1 из гайки 2, и, приоткрыв ventиль, под вытекающей струей масла из гайки 2 устанавливают новый манометр, заменив предварительно и прокладку. Затем открывают ventиль полностью и при необходимости регулируют давление в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Для снижения давления слегка отвертывают гайку с глухим ниппелем ventиля ввода и, наблюдая за показаниями манометра, сливают масло в подготовленную заранее емкость, после чего заворачивают гайку с глухим ниппелем до уплотнения отверстия.

Для повышения давления (рис. 156) ventиль 3 закрывают, вывертывают гайку с глухим ниппелем и на ее место устанавливают штуцер 4 с трубной резьбой 1/4". Подготавливают ручной насос 6 с гибким шлангом 5. При выборе насоса необходимо исходить из возможно меньшего захвата воздуха при закачивании масла во ввод 1.

Затем приоткрывают ventиль 3 ввода 1 и при заполненном маслом штуцере 4 подсоединяют к нему ручной насос с помощью гибкого шланга 5, из которого также должно вытекать масло. Далее полностью открывают ventиль ввода и ручным насосом подают во ввод масло до установления необходимого давления, контролируемого по манометру измерительного устройства 2. После этого ventиль ввода закрывают, отсоединяют насос с гибким шлангом и вывертывают штуцер 4. Приоткрыв ventиль 3 под вытекающей струей масла, устанавливают на него гайку с глухим ниппелем, открывают ventиль полностью и опломбируют.

§ 86. Замена манометра и регулирование давления у герметичных вводов с баками давления

У герметичных вводов с баками давления замену манометра производят в такой последовательности. Сначала перекрывают ventили на вводе и баке давления, снимают неисправный манометр и устанавливают новую прокладку размером $\varnothing 10/6$ или $\varnothing 17/6$ и толщиной 1,5 мм в зависимости от типа манометра. Затем приоткрывают ventиль бака давления и под струей масла подсоединяют новый манометр, после чего полностью открывают ventили ввода и бака давления, пломбируя их.

Герметичные вводы имеют различные подсоединения к баку давления. До мая 1977 г. на соединительной втулке ввода ventиль подсоединяли к переходнику, в котором одно отверстие с резьбой M22×1,5 заглушали гайкой с глухим

ниппелем, а к другому отверстию с такой же резьбой подсоединяли трубку, соединяющую ввод с баком давления.

На баке давления устанавливали переходник с тремя отверстиями: к одному с резьбой $M\ 22 \times 1,5$ подсоединяли трубку от ввода, ко второму — трубку измерительного устройства, а в третье впаивали трубку, подсоединенную к вентилю бака давления.

При такой схеме подсоединения для снижения давления сначала перекрывают вентили ввода и бака давления, вывертывают гайку с глухим ниппелем из переходника вентиля ввода и на ее место ввертывают штуцер с резьбой $M22 \times 1,5$. Затем, открыв вентиль бака давления, сливают масло в подготовленную заранее емкость до необходимого давления, которое контролируют по манометру, после этого закрывают вентиль бака давления, вывертывают штуцер из переходника ввода и приоткрывают вентиль бака давления. Под вытекающей из переходника струей масла устанавливают глухой ниппель с гайкой. Далее полностью открывают вентили на вводе и баке давления и пломбируют их.

Для повышения давления сначала перекрывают вентили на вводе и баке давления, отвертывают гайку с глухим ниппелем из переходника вентиля ввода и на ее место устанавливают штуцер с резьбой $M22 \times 1,5$. Затем приоткрывают вентиль на баке давления и под вытекающей из штуцера и шланга насоса струей масла шланг надевают на штуцер (при выборе насоса исходят из возможно меньшего захвата воздуха при закачивании масла).

Далее насосом подают масло в бак до необходимого давления, перекрывают вентиль бака давления, отсоединяют

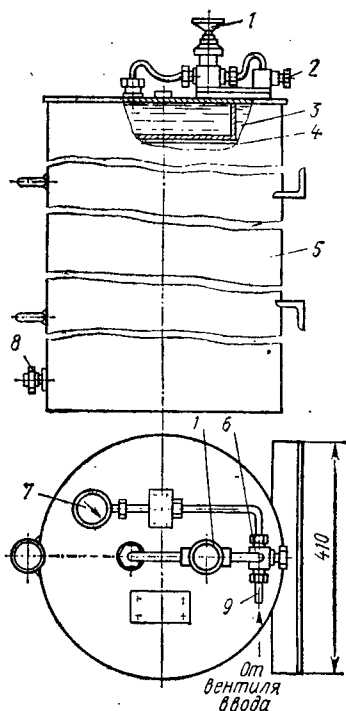


Рис. 157. Бак давления:

1 — вентиль, 2 — глухой ниппель с гайкой, 3 — изоляционное масло, 4 — сильфонный расширитель, 5 — корпус бака давления, 6 — переходник, 7 — измерительное устройство, 8 — пробка для слива масла из бака давления, 9 — трубка, соединяющая ввод с баком давления

шланг насоса и вывертывают штуцер с резьбой $M22 \times 1,5$. Приоткрыв вентиль бака, под вытекающей струей масла устанавливают гайку с глухим ниппелем в переходник вентиля ввода. После этого полностью открывают вентили ввода и бака давления и пломбируют их.

С мая 1977 г. переходник вентиля ввода на соединительной втулке не устанавливают. Трубку 9 от вентиля ввода и измерительное устройство 7 подсоединяют к переходнику 6 вентиля бака давления (рис. 157). Кроме того, в этом переходнике имеется отверстие, заглушаемое пробкой 2 (резьба $M14 \times 1,5$) с глухим ниппелем.

Для снижения давления в этом случае перекрывают вентили на вводе и баке давления, вывертывают пробку с глухим ниппелем из переходника бака и на ее место устанавливают штуцер с резьбой $M14 \times 1,5$. Далее приоткрывают вентиль бака, сливают масло в заранее подготовленную емкость до установления необходимого давления, которое контролируют по показаниям манометра. После этого перекрывают вентиль бака давления, вывертывают штуцер с резьбой $M14 \times 1,5$ и, приоткрыв вентиль бака давления, под вытекающей струей масла устанавливают пробку с глухим ниппелем. Затем полностью открывают вентили на вводе и баке давления и пломбируют их.

Для повышения давления пробку с глухим ниппелем вывертывают из переходника бака давления (на вводе переходника нет) и на ее место устанавливают штуцер с резьбой $M14 \times 1,5$. Во избежание разрушения ввода не допускается нагревать его от посторонних источников теплоты при перекрытом вентиле. Поэтому все подготовительные работы следует выполнять заранее, а на регулирование давления затрачивать минимальное время (не более 15 мин).

§ 87. Сборка, установка воздухоосушителя и восстановление индикаторного силикагеля

Для предохранения масла негерметичных вводов от непосредственного контакта с атмосферным воздухом к ним подсоединяют, как указывалось выше, силикагелевый воздухоосушитель. Перед установкой его заполняют силикагелем в теплом сухом месте. Для этого отвертывают гайки 1 и 2, снимают со стержня шайбу 3, прокладку 4, колпак 8, чашку 6, сетку 5 (рис. 158). В стеклянный баллон засыпают силикагель, собирают воздухоосушитель в обратной последовательности и, залив маслом гидравлический затвор

ввода до риски на стакане, опускают нижнюю часть воздухоосушителя в сосуд с маслом.

К вводу 220 кВ воздухоосушитель подсоединяют накидной гайкой 10 (см. рис. 158, б), ввернув штуцер 9 в дыхательное отверстие ввода, предварительно удалив из него транспортировочную пробку.

К вводу 110 кВ воздухоосушитель подсоединяют также, но дополнительно закрепляют его в верхней части ввода скобой 12 и болтом 13 с резьбой М10 (см. рис. 158, а).

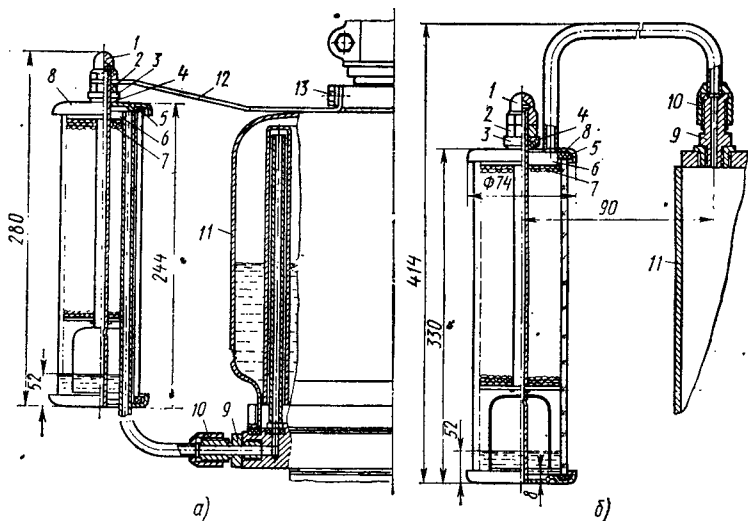


Рис. 158. Воздухоосушитель:

а — для вводов 110 кВ, б — для вводов 220 кВ: 1, 10 — накидная гайка, 2 — гайка, 3 — шайба, 4 — прокладка, 5 — сетка, 6 — чашка, 7 — силикагель, 8 — колпак, 9 — штуцер, 11 — корпус расширителя, 12 — скоба, 13 — болт М10

Во время работы силикагель, находящийся в воздухоосушителе, увлажняется, о чем свидетельствует розовая окраска, и его необходимо восстанавливать. Для этого отработавший силикагель просушивают при 100—120°C в течение 15—20 ч до приобретения им ровной ярко-голубой окраски. Сушку индикаторного силикагеля надо производить в металлической посуде, дно и стенки которой должны быть выложены картоном, чтобы исключить соприкосновение с металлом. Высушенный силикагель хранят в герметичной таре.

Можно приготовить индикаторный силикагель и на месте эксплуатации ввода. Для этого на 100 мас. ч. гранулирован-

ного силикагеля марки КСМ с насыпной массой 0,5 кг/дм³ и размером зерен 2,7—7 мм (ГОСТ 3956—76) берут 40 мас. ч. безводного хлористого кальция и 3 мас. ч. хлористого кобальта. Затем растворяют хлористый кальций в 80 мас. ч. воды, а хлористый кобальт — в воде в соотношении 1 : 1 и сливают вместе оба раствора. В полученный раствор засыпают 100 мас. ч. силикагеля и выдерживают до полного впитывания им всего раствора. После этого производят сушку, как указано выше.

Контрольные вопросы

1. Какие неисправности наиболее часто встречаются во вводах?
2. Как отобрать пробу масла из герметичного ввода?
3. Как заменить масло во вводе?
4. Как заменить масло в баке давления?
5. Как восстановить сильфоны бака давления?
6. Как разобрать ввод в условиях ремонтных мастерских?
7. Как произвести «лечку» фарфоровых покрышек?
8. Как произвести сушку изоляции в условиях ремонтных мастерских?

ГЛАВА XI

ОРГАНИЗАЦИЯ И МЕХАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

§ 88. Производственные службы предприятия электросетей

Схема управления электрическими сетями определяется в зависимости от конкретных условий расположения и напряжения линий электропередачи и подстанций. Различают следующие схемы управления: функциональную, территориальную и смешанную.

Функциональная схема предполагает наличие в предприятии электросетей производственных служб линий электропередачи, подстанций, релейной защиты, оперативно-диспетчерской, грозозащиты и изоляции, средств связи и телемеханики. Эти службы непосредственно руководят всеми ремонтными, профилактическими и аварийно-восстановительными работами на соответствующем оборудовании. В некоторых электрических сетях для организации ремонта распределительных сетей напряжением 0,4—20 кВ создается специальная служба распределительных сетей. Функциональная схема управления электросетями целесообразна при относительно большом объеме сетей напряжением 35 кВ и выше и небольшой площади территории обслуживания.

При территориальной схеме управления в составе предприятия электросетей создаются районы или участки, каждый из которых обслуживает некоторую определенную территорию. В пределах района обслуживание линий, подстанций, распределительных сетей ведется специализированными подразделениями, возглавляемыми мастерами. Производственные службы предприятия электрических сетей при такой схеме не занимаются непосредственно организацией ремонтных работ, а осуществляют техническое руководство через главного инженера предприятия и начальников районов и участков. Территориальная схема управления рациональна при большой территориальной разбросанности электросетей, при наличии в составе предприятия отдельных явно выраженных энергетических районов.

Смешанная схема управления электрическими сетями применяется при наличии в составе электросетей незначительного количества линий и подстанций 35 кВ и выше при большой территориальной разбросанности распределительных сетей. Эта схема предполагает функциональную схему обслуживания линий и подстанций 35 кВ и выше и создание отдельных районов и участков распределительных сетей.

В зависимости от принятой схемы управления несколько изменяются функции производственных служб. При функциональной и смешанной схемах в обязанности производственных служб и, в частности, службы линий входят организация и оперативное руководство работой мастеров по линиям и линейного персонала, включая проверку знаний, контроль за правильностью определения объемов работ на линиях и качеством их выполнения; обеспечение и контроль выполнения правил техники безопасности; разработка и внедрение передовых методов производства работ; составление местных инструкций на отдельные виды работ; организация приемки в эксплуатацию новых линий; систематическое ведение технической документации по линиям; обеспечение линейных бригад необходимым инструментом, автотранспортом и другими механизмами. При территориальной схеме управления функции организации и оперативного руководства работой персонала, планирование работ на линиях, обеспечение линейных бригад необходимыми средствами переходят от производственных служб к руководству районов или участков электросетей.

Организация ремонта высоковольтных вводов при любой схеме управления электрическими сетями выполняется централизованно специализированными бригадами на ремонтно-производственных базах электросетей. Профилактика и

техническое обслуживание высоковольтных вводов так же, как и остального электротехнического оборудования, установленного на подстанциях, организует либо служба подстанций при функциональной и смешанной схеме управления, либо руководство районов или участков при территориальной схеме управления электросетей.

§ 89. Ремонтно-производственные базы электросетей

Линейный персонал совместно с персоналом, обслуживающим подстанции, распределительные сети и т. п., размещается на ремонтно-производственных базах предприятий электросетей (РПБ) и на ремонтно-эксплуатационных пунктах (РЭП) электросетевых районов или участков. Состав сооружений и их объем определяются в зависимости от назначения базы и объема обслуживаемых ею электросетей. Наиболее крупные базы сооружаются в качестве центральных баз предприятий электрических сетей. На ремонтно-производственной базе имеются помещения для ремонтных бригад и инженерно-технического персонала, кладовые и мастерские, склады, помещения для технического обслуживания автомашин, открытые и закрытые стоянки автомашин, тракторов и механизмов. На центральных базах предприятий имеются также помещения для лабораторий служб грозозащиты и изоляции, релейной защиты, средств связи и аппаратные маслохозяйства.

Специальные площадки внутри территории РПБ отводятся для хранения древесины, железобетонных пасынков, емкостей с красителями и растворителями и т. п. В составе помещений РПБ, как правило, имеются гардеробы для чистой и грязной одежды, душевые, помещения для технической учебы, красный уголок.

В настоящее время разработаны и сооружаются типовые ремонтно-производственные базы и пункты восьми типов. РПБ типов I—III являются центральными базами предприятий электросетей, IV — базами электросетей и РЭП типов I—IV являются ремонтно-эксплуатационными пунктами участков распределительных сетей.

Для обеспечения нормальной эксплуатации линий необходимо иметь: монтерский и инженерно-технический персонал; инструмент, автотранспорт, трактора и другие специальные механизмы и приспособления; аварийный запас материалов и оборудования; средства связи с оперативно-диспетчерской службой и линейными бригадами; техническую документацию по линиям, инструкции, нормы и т. п.

Автомашины, тракторы, механизмы и приспособления для обслуживания линий подстанций и распределительных сетей выделяются электросетям в составе ремонтно-механизированных станций.

Существуют утвержденные нормативы на комплектование автотранспортом, спецмеханизмами и тракторами РМС. Различают РМС-1 для обслуживания линий напряжением 35—750 кВ протяженностью 1000—1500 км; РМС-2 для обслуживания 20—30 подстанций напряжением 35—500 кВ; РМС-3 для обслуживания распределительных сетей с объемом обслуживания 2000—2500 км линий 20 кВ и ниже и 300—400 трансформаторных подстанций. В их состав входят до 34 различных автомашин и тракторов, автомобильные и тракторные прицепы, передвижные электростанции и компрессоры, электропневмоинструмент, средства связи, опрессовочные устройства, такелажное и подъемное оборудование, приспособления для ремонтных работ, монтерский инструмент и инвентарь. Защитные средства и средства безопасности, измерительные приборы и штанги, РМС распределяются между предприятиями электросетей и между отдельными ремонтно-производственными базами, обслуживающими линии и подстанции внутри предприятия, в соответствии с объемами обслуживания.

Количество мастеров и монтерского персонала, занятого обслуживанием линий электропередачи и подстанций на каждой РПБ, определяется количеством и конструктивными особенностями обслуживаемого оборудования. Причем количество километров линий, приходящихся на одного мастера и одного монтера, постоянно растет. Возможность этого роста обеспечивается повышением производительности труда монтеров в результате механизации ремонтов, совершенствования конструкции отдельных элементов линий, улучшением качества строительно-монтажных и ремонтных работ. Количество линий 35 кВ и выше, приходящихся на одного монтера, возросло с 10—15 км в 1956 г. до 35—45 км в 1982 г. Аналогичная картина наблюдается на подстанциях и в распределительных сетях.

Существуют утвержденные нормативы численности персонала предприятий электрических сетей. Для действующих линий 35 кВ и выше в зависимости от напряжения линий и материала опор количество персонала установлено из расчета от 2,5 человека на 100 км по трассе одноцепной линии 35—110 кВ на железобетонных опорах до 8—10 человек на 100 км одноцепных линий 750 и 1150 кВ на металлических опорах. Нормативы численности персонала по

ремонтно-эксплуатационному обслуживанию оборудования действующих подстанций 35—750 кВ установлены для различного оборудования, установленного на подстанции, в зависимости от номинального напряжения подстанций. Так, например, для обслуживания силовых трансформаторов или реакторов количество обслуживающего персонала составляет 9—33 человек на 100 единиц оборудования напряжением 35—150 кВ и 64 человека на 100 единиц оборудования 400—750 кВ.

Расчетное нормативное количество персонала для предприятия электросетей определяется путем суммирования нормативной численности всего обслуживающего персонала по линиям, подстанциям и распределительным сетям с учетом поправочных коэффициентов на различные условия: климат, географическое расположение, плотность сетей на 1000 км² и объема установленного оборудования.

Установлены также нормативы численности персонала для обслуживания вновь вводимых объектов электросетей 3,2 человека на 100 км ВЛ 35—220 кВ; 5,3 человека на 100 км ВЛ 330—750 кВ; 3,8 человека на одну подстанцию 35—110 кВ, 11 человек — на подстанцию 220—330 кВ и 22 человека на подстанцию 400—750 кВ. Весь персонал, занятый обслуживанием линий и подстанций, разбивается на бригады. Бригады одинакового назначения возглавляются мастером или старшим мастером в зависимости от объема обслуживания. Персонал состоит из электромонтеров различной квалификации (от I до VI разрядов), электро- и газосварщиков, шоферов и трактористов. С целью повышения производительности труда широко практикуется совмещение профессии электромонтера и других профессий.

Для каждой РПБ и РЭП в соответствии с действующими нормами устанавливаются количество и номенклатура аварийного резерва материала и оборудования, исходя из количества и конструкции обслуживаемых линий и подстанций. Расходование аварийного резерва для плановых работ не разрешается. Пополнение аварийного резерва должно производиться в возможно короткие сроки.

§ 90. Передовые методы организации работ на линиях

Необходимость повышения уровня эксплуатации линий электропередачи и производительности труда персонала требует постоянного совершенствования методов работы и внедрения новых машин и приспособлений, позволяющих

исключить тяжелый ручной труд при выполнении работ на линиях.

Большинство работ на линиях электропередачи связано с подъемом или перемещением больших грузов и преодолением значительных тяжений по проводам и тросам. Профилактические осмотры, ревизии и измерения требуют многократного подъема электромонтера на опоры и спуска с них. Указанные обстоятельства определяют необходимость максимальной механизации обслуживания линий и правильной организации работы линейных бригад.

Наиболее совершенным для линейных условий является комплексный метод проведения технического обслуживания и ремонтных работ. Этот метод заключается в выполнении всей совокупности ремонтных работ на данной линии или ее участке в ограниченный промежуток времени при максимально возможном сокращении времени и количества отключений линии для ремонта и переездов ремонтных бригад по трассе. С этой целью для каждой линии, ремонт которой предполагается провести, составляется годовой план-график выполнения ремонтных работ. Составлению плана-графика работ должно предшествовать проведение всех необходимых измерений элементов линий, верховой ревизии, контрольных осмотров. В результате этих проверок, а также на основании результатов периодических осмотров определяется объем предстоящего ремонта линии. При составлении плана-графика проведения ремонтов учитываются специфические условия прохождения трассы каждой линии, ее конструктивные особенности. Так, например, если трасса линии проходит по сельскохозяйственным угодьям, то работы планируют так, чтобы их основной объем выполнить до посева сельскохозяйственных культур или после уборки урожая. Работы по окраске металлических опор и подножников, а также металлических деталей деревянных опор, по ремонту железобетонных опор и фундаментов необходимо по возможности планировать на теплое и наиболее сухое время года. Должна учитываться возможность проезда по трассе линии в различное время года. Такие особенности учитываются при планировании работ в объеме всего предприятия электросетей или сетевого района. Наиболее холодное время года, а также периоды весенней и осенней распутицы обычно отводят для выполнения подготовительных работ на территории РПБ (ремонт и испытание инструмента и такелажа, подборка и комплектация материалов и оборудования для выполнения ремонта линий и т. п.), проведения технической учебы персонала.

В качестве основной на линиях электропередачи принята шестилетняя периодичность проведения основных работ. Исключение составляют только ремонт деревянных опор линий и контроль некоторых типов соединительных зажимов и изоляторов. При этом все обслуживаемые линии делятся на шесть примерно равных частей, а деревянные опоры линий — на три части, и в течение одного года работы ведутся на одной шестой части линий и на одной трети деревянных опор. Таким образом, через три года заканчивается ремонт всех деревянных опор, а через шесть лет — всех линий. На четвертый год для деревянных опор и на седьмой год для линий в целом работы производятся на тех же линиях, которые ремонтировались в первый год, и т. д. В период между ремонтами на линиях производятся только обходы и выполняются в случае необходимости аварийно-восстановительные работы.

При выполнении работ комплексным методом повышаются качество и производительность труда. Работы целесообразно выполнять комплексными бригадами постоянного состава, которые в состоянии обеспечить выполнение всего объема ремонтных и профилактических работ на определенном участке линии. Закрепление за бригадами постоянных участков линии повышает персональную ответственность каждого работника бригады за качество выполнения ремонтных работ, упрощает контроль качества работы бригады в целом и каждого ее члена. Проверкой качества выполнения ремонтных работ будет служить надежная работа линии в межремонтный период. Обычно бригада состоит из четырех—шести монтеров во главе с бригадиром. В отдельных случаях, например, при выполнении особо сложных или больших по объему ремонтных работ оказывается целесообразным временное усиление отдельных бригад за счет других.

Иногда могут создаваться на определенный промежуток времени специализированные бригады для выполнения некоторых больших по объему видов работ, в том числе с привлечением временно менее квалифицированного персонала: по расчистке трасс от зарослей, по окраске опор и подножников и т. п.

Благодаря концентрации работ при комплексном методе руководство ими и контроль за соблюдением действующих правил и норм могут производиться квалифицированным персоналом — инженерно-техническими работниками службы линий, РПБ, участков электросетей. Создание комплексных бригад и закрепление за ними определенных участков линии позволяет лучше маневрировать при планировании

и выполнении работ в зависимости от сложившихся конкретных условий: своевременное обеспечение необходимыми материалами, выделение техники, погодные условия и т. п.

На выполнение сложных ремонтных работ должны быть разработаны технологические карты, определяющие необходимое оснащение бригады механизмами, приспособлениями, такелажем, инструментами и защитными средствами, устанавливающими последовательность операций при выполнении соответствующей работы, оптимальный состав выполняющих работу монтеров и нормы времени на ее выполнение. Могут использоваться как типовые технологические карты, так и специально составленные для выполнения каких-либо специфических сложных работ.

Срок ремонта коротких линий (до 20—30 км) обычно не превышает одного месяца, линий длиной 30—60 км — двух-трех месяцев; линии большей протяженностью (100—200 км и более) зачастую целесообразно ремонтировать ежегодно отдельными участками. Приемка линии из ремонта производится начальником, инженером, мастером службы линий или мастером по линиям.

Для аварийно-восстановительных работ при необходимости используют весь линейный персонал, а при крупных авариях могут быть использованы бригады других электросетей.

Для выполнения особо сложных ремонтных и аварийно-восстановительных работ, а также работ, связанных с реконструкцией отдельных участков электросети могут использоваться аварийно-восстановительные железнодорожные поезда или автопоезда, а также комплектоваться специализированные бригады. Такие поезда состоят из набора вагонов и платформ или автовагончиков, включающих в себя необходимые помещения для организации жилищно-бытовых условий линейного персонала в условиях длительного нахождения на трассе линии. На время выполнения работ в их состав включается необходимая техника, организуется связь с подстанциями, РПБ, районом или участком электросетей, а также с бригадами, непосредственно работающими на линии. В период между работами такие поезда базируются на стоянках, местоположение которых определяется из условия возможности наиболее быстрого привлечения поезда к ликвидации возможных наиболее тяжелых аварий на линиях электропередачи предприятия электросетей, районного энергетического управления или производственного энергетического объединения.

§ 91. Линейные машины, механизмы и инструмент

Машины и механизмы, используемые для работ на линиях электропередачи, должны обладать высокой проходимостью по трассам линии в любое время года. Они должны быть снабжены механическими лебедками, облегчающими труд монтеров, обеспечивающими плавный подъем грузов и натяжку проводов или тросов. Для освещения в ночное время машины оборудуют дополнительными поворотными фарами.

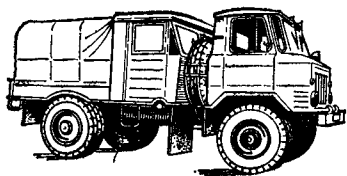


Рис. 159. Автомашина ГАЗ-66, оборудованная для работ на линиях

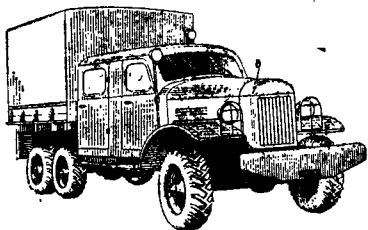


Рис. 160. Автомашинна ЗИЛ-157К, оборудованная для работ на линиях

Для питания электрифицированного инструмента на отдельных линейных машинах устанавливают генераторы переменного тока и преобразователи частоты тока, работающие от вала отбора мощности двигателя автомобиля или трактора. На линейных машинах отводятся специальные места для хранения изолирующих штанг и защитных средств, а также полевых аптечек. Как правило, кузов машин, предназначенных для работ на линиях, должен быть закрытым, чтобы предохранить инструмент и такелаж от попадания влаги.

Количество машин, механизмов и инструмента должно быть таким, чтобы обеспечить выполнение всех работ на закрепленных линиях.

Машины, механизмы и инструмент следует содержать в исправном состоянии и своевременно ремонтировать. После возвращения с линии на базу механизмов и инструмента все металлические части их очищают от грязи и смазывают техническим вазелином или тавотом. Хлопчатобумажные и капроновые канаты должны быть тщательно просушены, их следует хранить в проветриваемых помещениях.

Ответственность за исправное состояние и безопасное действие линейных машин и механизмов возлагается на

инженерно-технический персонал, в постоянном ведении которого они находятся.

Хранение неисправных приспособлений и инструмента вместе с исправным запрещается. В помещениях, где размещаются машины, хранятся механизмы, инструмент, приспособления, вывешиваются списки с указанием их наименований и количества.

Автомобиль ГАЗ-66. В настоящее время основной машиной линейных бригад является автомобиль ГАЗ-66 (рис. 159) с двумя ведущими мостами, оборудованный лебедкой грузоподъемностью 35 кН. Для транспортировки бригад на машине оборудована теплая кабина.

При дооборудовании машины следует предусматривать устройство отбора мощности от двигателя для вращения генератора трехфазного переменного тока напряжением 220 В. Для ночных работ автомобиль снабжается дополнительной фарой.

Механическая лебедка автомобиля позволяет не только преодолевать трудные участки пути, но и помогает выполнять большинство линейных работ, заменяя громоздкий такелаж и стационарные ручные лебедки. Особенно удобно применять лебедку при работах в условиях стесненной трассы. Автомобиль при этом устанавливают в определенном месте и всю работу производят без перемещения машины, что исключает возможность случайного приближения к проводам находящихся вблизи действующих линий.

С помощью линейной машины выполняют: подъем и выправку опор, ремонт провода, демонтаж и монтаж провода и троса, замену стоек, траверс, пасынков, верховую ревизию с выемкой провода из зажимов, замену арматуры и изоляторов.

Автомобили ЗИЛ-157К, ЗИЛ-130В, ЗИЛ-131В. Другой высокопроходимой линейной машиной является автомобиль ЗИЛ-157К (рис. 160) с лебедкой грузоподъемностью 50 кН и дополнительной кабиной на четыре человека. Она имеет высокую проходимость по трассам линий, достигаемую за счет изменения давления в баллонах. При сниженном давлении машина преодолевает глубокий снег, заболоченную местность и т. п. Значительная грузоподъемность и габариты кузова позволяют использовать машину для развозки древесины и железобетонных пасынков. Благодаря относительно большой массе автомобиля и большей грузоподъемности лебедка используется для подъема более тяжелых опор, выправки сложных опор, а также при монтаже и демонтаже проводов больших сечений.

Специальные линейные автомобили. Стремление к максимальной механизации трудоемких работ на линиях привело к созданию специальных линейных автомобилей (рис. 161).

Для удобства транспортировки бригад на автомашине смонтирована дополнительная кабина на пять человек.

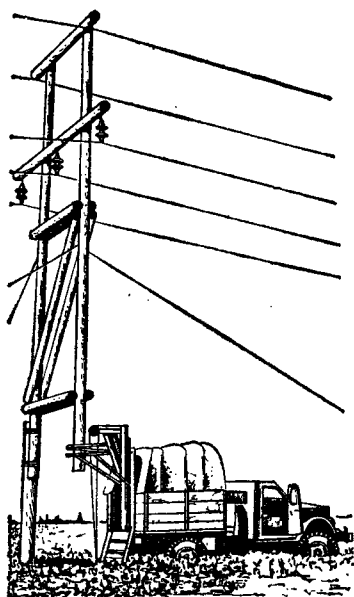


Рис. 161. Специальная линейная автомашина на замене пасынка

Автомобиль снабжен лебедкой грузоподъемностью 35 кН, а в задней части кузова устанавливают съемный кран грузоподъемностью 70 кН, позволяющий механизировать замену пасынков путем выдергивания старых и вдавливания новых. В конструкции машины предусмотрена стойка с захватами для удержания стойки опоры при замене пасынка. Установленный в кузове генератор мощностью 9 кВ·А с регулированием напряжения и преобразователь частоты позволяют применять разнообразный электрифицированный инструмент.

Телескопические и шарнирные вышки. Многие элементы линий и детали опор находятся на сравнительно большой высоте над землей. Приближение работающего к элементам

линий, находящимся на высоте, может быть осуществлено с помощью телескопических и шарнирных автовышек ИТВ-13,5, МШТС-2А, ТВ-26Д и других типов, смонтированных на базе автомобиля ЗИЛ-157, ЗИЛ-164 или трактора (рис. 162).

Телескопическая вышка представляет собой механизм, состоящий из системы пяти стальных телескопически соединенных труб разного диаметра, связанных между собой тросом через систему блоков так, что при натяжке троса они одновременно выдвигаются одна за другой. Верхнее звено телескопической части вышки оканчивается корзиной с ограждением для монтеров.

Установку телескопической части в рабочее (вертикальное) положение и укладку в походное положение произво-

дит шофер из кабины водителя. Вышка снабжена устройствами, закрепляющими телескопическую часть в вертикальном положении, а также автоматом, ограничивающим предельное выдвижение телескопической части путем воздействия на цепь зажигания двигателя.

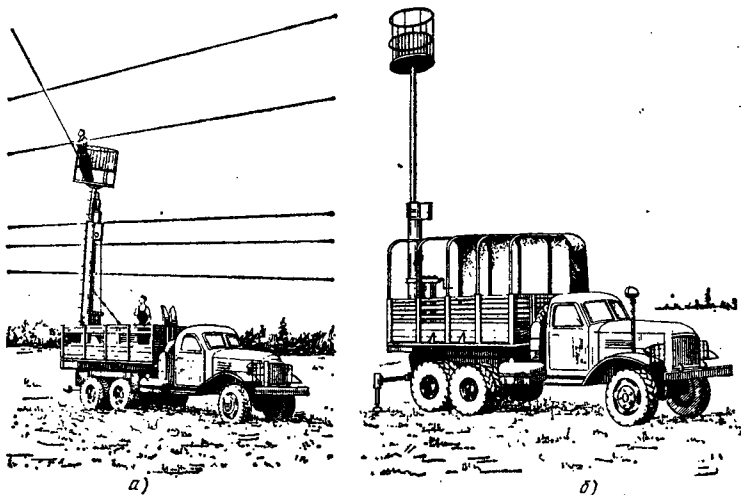


Рис. 162. Телескопические автовышки ВИ-23 (а) и ИТВ-13,5 (б)

В кузове автомобиля помимо лебедки укладки и выдвижения телескопа имеется грузовая лебедка грузоподъемностью 10 кН.

Наибольшая высота подъема корзины над поверхностью земли для вышек ИТВ-13,5—13,5 м, МШТС-2А—17,8 м, ВТ-37—37 м. В корзинах телескопических вышек может быть поднят груз массой до 450 кг.

Для ремонта деревянных опор стандартную корзину телескопической вышки заменяют прямоугольной, а отдельные звенья снабжают устройствами и захватами для крепления стоек и траверс. При использовании вышки для смены древесины на линии под напряжением корзину демонтируют и заменяют захватом для поддержания траверсы.

С помощью вышек производят контроль изоляторов и соединителей штангами, верховую ревизию с выемкой провода из зажимов, измерение габаритов, установку гасителей вибрации, смену дефектных изоляторов и арматуры, ремонт провода, смену пасынков и стоек деревянных опор, работы

на пересечениях с другими линиями электропередачи, линиями связи, дорогами и др.

В некоторых конструкциях телескопических автовышек предусматривается возможность применения сменного верхнего изолирующего звена, необходимого для изоляции монтера при работах, связанных с прикосновением к проводу,

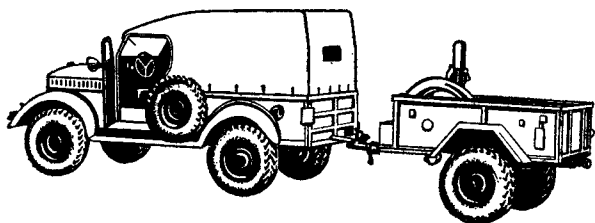


Рис. 163. Автомашина УАЗ-450 с прицепом

находящемуся под рабочим напряжением. В телескопических автовышках с изолирующим звеном ИТВ-13,5 и ИТВ-23 телескопическая часть состоит из трех звеньев, причем в первую очередь выдвигается на полную высоту верхнее изолирующее звено, а потом — второе звено. Это позволяет применять телескопические автовышки ИТВ-13,5 и ИТВ-23 при ремонте и верховых ревизиях линий, находящихся под напряжением.

Автомобиль УАЗ-450. Для производства работ, не связанных с подъемом значительных грузов и созданием значительных тяжений, используют автомобиль УАЗ-450 (рис. 163), имеющий два ведущих моста и, следовательно, повышенную проходимость. Машина легка, быстроходна, экономична и может вместить кроме шофера семь монтеров. Машина применяется для организации аварийных осмотров линий, верховых осмотров, замеров загнивания древесины, ревизий, а также для проверки организации и проведения работ инженерно-техническими работниками, координации действий отдельных бригад и т. п. При необходимости машина используется и для перевозки на специальном одноосном прицепе такелажных приспособлений, инструмента и материалов, а также натяжки проводов небольших сечений.

Буровые машины. Автобуровые машины, смонтированные на шасси автомобилей ЗИЛ-157, ЗИЛ-131, ГАЗ-66 (рис. 164), предназначены для выполнения комплекса работ по установке одностоечных опор, замене пасынков на линиях электропередачи с деревянными опорами. Некото-

рые из них (БМ-202, БМ-302) оборудованы кранами, обеспечивающими установку опор линий до 10 кВ без использования дополнительных механизмов. Буровые машины на гусеничных тракторах в условиях эксплуатации линий менее эффективны из-за их ограниченной мобильности и необходимости использовать трейлер для переброски таких машин с одного места работы на другое.

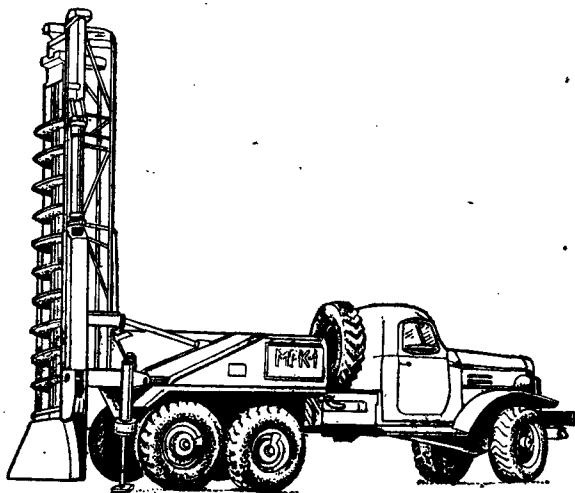


Рис. 164. Буровая машина

Бурильные установки буровых машин производят бурение котлованов глубиной 2,0—3,5 м, имеют диаметр рабочего органа 0,35—0,8 м. Кран имеет грузоподъемность 12 кН.

Кусторезы. Кусторезы монтируют на гусеничных тракторах различных классов (см. рис. 73, а). Рабочим органом кустореза является отвал, имеющий форму клина, к нижним кромкам которого прикреплены ножи. Отвал крепят к раме трактора с помощью специальной вилки. Подъем и спуск отвала производят из кабины с помощью однобарабанной лебедки, установленной на задней стойке трактора, и канатно-блочной системы. Для защиты кабины от падения дерева на ней установлены ограждения из стальных труб. Основные параметры и размеры кусторезов регламентированы ГОСТ 7655—75.

Кусторезы применяют для расчистки трасс от кустарника и деревьев диаметром до 20—25 см.

Бульдозеры. Выпускают несколько типов бульдозеров,

которые могут быть использованы на линейных работах. Бульдозеры Д-347 и Д-312 смонтированы на колесных тракторах ДТ-14 и «Беларусь»; бульдозеры Д-159Б — на гусеничном тракторе ТДТ-60, Д-271 — на гусеничном тракторе Т-100М.

На болотистых трассах применяют бульдозеры Д-315, на трассах с густыми зарослями кустарника — бульдозер Д-271, который имеет универсальную раму и может быть использован и как бульдозер, и как кусторез, и как корчеватель — собиратель.

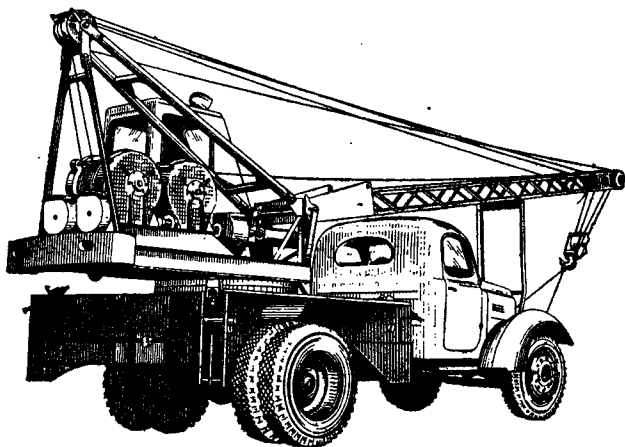


Рис. 165. Автомобильный кран

Бульдозеры используют для засыпки котлованов при смене пасынков, установке опор и окраске подножников, для засыпки траншей при прокладке и улучшении заземлений опор, ремонта подъездных дорог к трассам линий, расчистки трасс от кустарника, а также хозяйственных работ в электросетях.

Гусеничные тракторы без навесного оборудования широко применяют для подъема опор, монтажа проводов, вывозки лесоматериалов, железобетонных пасынков и других грузов.

Автомобильные краны. Для погрузочно-разгрузочных работ, установки и демонтажа опор, смены пасынков и некоторых других работах на линиях, а также работ по замене высоковольтных вводов применяют различные автомобильные краны грузоподъемностью до 160 кН. При замене

одностоечных опор линий напряжением до 10 кВ чаще используют краны буровых установок. При ремонтах более сложных деревянных опор, установке металлических или железобетонных опор, а также погрузочно-разгрузочных работах используют краны грузоподъемностью 63 кН КС-2561Г и К-64 (рис. 165), грузоподъемностью 100 кН СМК-10 или грузоподъемностью 160 кН К-162. Высота подъема грузов с использованием основной стрелы составляет 7—10 м, при использовании удлинителей высота подъема груза может достигать 15—20 м, но грузоподъемность крана при этом существенно снижается.

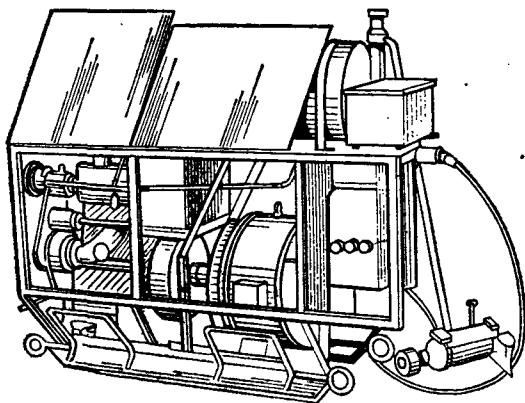


Рис. 166. Передвижная электростанция

Автомобильные краны имеют сравнительно высокую скорость передвижения, что в условиях рассредоточенных по линиям объемов работ имеет важное значение. К недостаткам автомобильных кранов относится их ограниченная проходимость по трассам в условиях бездорожья в осенне-зимний и весенний периоды.

Передвижные электростанции. Для питания электрифицированного инструмента, кроме генераторов, установленных непосредственно на линейных машинах, применяют передвижные электростанции ЖЭС-4 или ЖЭС-9 (рис. 166) мощностью соответственно 3,2 и 7,2 кВт. Передвижные электростанции, как правило, монтируют на одноосных прицепах. Они состоят из генератора трехфазного переменного тока, приводимого в действие бензиновым двигателем внутреннего сгорания. Генератор и двигатель соединены муфтой сцепления.

Передвижные электростанции применяют для освещения места работ в ночное время, для питания электроинструмента при очистке металлических опор от коррозии, расчистке трасс электросучкорезками, сборке и ремонте деревянных опор (сверление отверстий и распиливание деталей), ремонте металлических опор (сверление отверстий). При необходимости для питания электроинструмента применяют понижающие трансформаторы И-100 напряжением 380/220/38 В, мощностью 1,0 кВт·А.

Кроме перечисленных машин и механизмов РМС или ремонтную базу электросетей комплектуют автомобильными и тракторными прицепами, фургонами-общежитиями для размещения монтеров при длительных работах на отдаленных участках линий, компрессорами с отбойными молотками, насосами для откачки воды из котлованов, сварочными агрегатами и некоторыми другими механизмами.

Рис. 167. Когти (правый) для деревянных опор

Особо следует остановиться на приспособлениях для подъема на опоры и монтерских предохранительных поясах.

Монтерские когти служат для подъема на деревянные опоры. Они должны быть надежными, удобными и легкими, что в значительной степени облегчает труд монтеров и гарантирует безопасность работ.

Комплект когтей для подъема на деревянные опоры (рис. 167) состоит из двух когтей: левого и правого. Когти выпускаются нескольких размеров, поэтому следует внимательно следить за соответствием размера когтей диаметру столбов опор, на которых производится работа. Обычно на всей линии диаметры столбов примерно одинаковы и пользоваться одновременно несколькими парами ногтей нет необходимости.

Крепление когтей к ногам производится специальными ремнями, которые тщательно проверяют перед началом работ.

Лазы для подъема на железобетонные опоры. На рис. 168 изображены лазы для подъема на цилиндрические стойки.

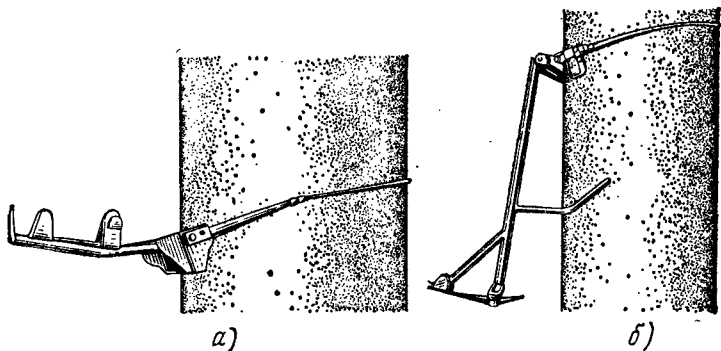


Рис. 168. Лазы для центрифугированных железобетонных опор:
а — левый, б — правый

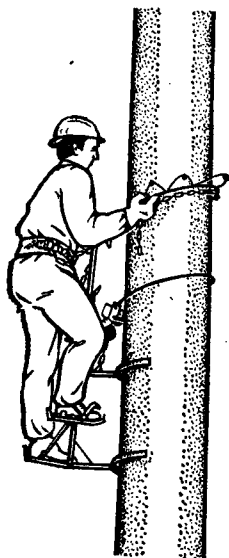
Левый лаз представляет собой тросовую петлю неизменной длины с «подножкой». Правый лаз имеет между тросовой петлей и «подножкой» вертикальную стойку с упорной скобой.

Эта стойка обеспечивает монтеру возможность, поднимаясь на опору, поочередно поднимать одну ногу выше другой. При использовании одинаковых лазов одна нога всегда остается выше другой, подъем замедляется и монтер будет быстрее устать. Одновременно стойка правого лаза используется для закрепления за нее пояса монтера, так как крепление поясом вокруг стойки опоры неудобно. Тросовые петли лазов могут быть заменены в зависимости от диаметра стоек опоры.

Перед подъемом на опору внизу устанавливают оба лаза, левый ниже правого. Монтер встает на «подножки» и закрепляет ремни на ногах; пристегивается цепью пояса к верхней части стойки правого лаза и делает шаг вверх правой ногой; перенося тяжесть тела на правый лаз, поднимает левую ногу до упорной скобы правого лаза и т. д.

Оба лаза для подъема на конические стойки по своей конструкции аналогичны правому лазу, но в них имеется специальное устройство для изменения длины стального троса или ленты. Время подъема на такую стойку длиной 22 м составляет 2—3 мин (рис. 169).

Для подъема на железобетонные опоры прямоугольного сечения могут быть применены лазы типа когтей. Для предотвращения скольжения таких лазов на опоре на них предусмотрены резиновые прокладки и металлические шипы.



Для подъема на железобетонные опоры, особенно на участках между траверсами одностоечных опор, используют переносные лестницы, которые можно собирать из нескольких элементов необходимой длины.

Монтерские пояса. Монтерский пояс (рис. 170) состоит из кушака — собственно пояса, застегиваемого поверх одежды монтера; пояс изготавливают из специальной хлопчатобумажной или льняной ткани, снабженной пряжками и ремнями для застегивания, стальными кольцами и накладками. Для крепления к опоре служат цепь, кожаный ремень или капроновый канат и карабин. Для работ на линиях под напряжением должны применяться пояса только с капроновым канатом или кожаным ремнем. Монтерский пояс должен быть хорошо подогнан по талии монтера, чтобы не стеснять его

Рис. 169. Подъем монтера на стойку железобетонной опоры

движений или, наоборот, не сползать вверх или вниз. В ряде случаев, когда требуется вылезание монтеров на гирлянды изоляторов, а длина цепи, ремня или каната



Рис. 170. Монтерский пояс:

а — с цепью, б — с капроновым канатом

монтерского пояса оказывается недостаточной, к поясу крепятся две страхующие хлопчатобумажные или капроновые веревки диаметром не менее 16 мм.

§ 92. Средства связи для линейных бригад

Создание надежной оперативной и постоянной связи между бригадами на линии, а также между бригадами, оперативным и инженерно-техническим персоналом имеет большое значение для обеспечения надлежащей организации работ и уменьшения простоев оборудования в ремонте. Наличие четко работающей связи позволяет сокращать время отключения линий для ремонта, так как допуск к работам и сдача наряда могут быть осуществлены непосредственно на месте производства работ без потерь времени на проезд бригады. Хорошо налаженная связь позволяет инженерно-техническому персоналу осуществлять оперативное руководство несколькими бригадами, производящими работу на значительном расстоянии друг от друга.

Для немедленного прекращения работ на отключенной линии или вызова работающей бригады для ликвидации возникших повреждений оперативный персонал также должен иметь постоянную связь с бригадами, находящимися на линии. Особенно важна четкая работа связи при проведении восстановительных работ на линии, требующих координации действия различных бригад, своевременного обеспечения бригад необходимыми материалами и механизмами, осуществления непрерывного контроля за ходом работ.

Наиболее удобным видом связи для линейных работ является радиосвязь. Самым распространенным видом радиосвязи в электросетях до последнего времени была ультракоротковолновая (УКВ) связь. В качестве УКВ радиостанций применяют радиостанции ФМ10-160 производства Венгерской Народной Республики.

Стационарные радиостанции при высоте антенны 45—50 м позволяют осуществлять связь между собой на расстояние до 100 км, а с автомобильными радиостанциями на расстояние до 60 км. Дальность связи между автомобильными радиостанциями, использующими выдвижные антенны высотой 12 м, составляет 20—30 км.

На линиях нашли также применение переносимые радиостанции ФМ-05/163, которые позволяют осуществлять связь отдельных монтеров и бригад на линии с участком электросетей, а также между собой и с автомашиной, оборудованной автомобильной радиостанцией. Дальность связи между двумя радиостанциями ФМ-0,5/163 составляет до 10—12 км.

Недостатком УКВ-радиосвязи является ограниченность зоны действия, определяемая расстоянием прямой видимос-

ти между антеннами. На местности с пересеченным рельефом УКВ-радиосвязь становится неустойчивой, пропадая в низких местах и восстанавливаясь на возвышенностях. Увеличение дальности связи достигается применением коротковолновой (КВ) радиосвязи. При этом используется эффект отражения радиоволн от ионосферы, окружающей землю. Однако этот вид связи является менее устойчивым, так как зависит от состояния ионосферы при передачах на большие расстояния.

Для обеспечения оперативности радиосвязи при выезде на линию машины, оборудованной радиостанцией, обязательно проверяют работу радиосвязи. После выезда бригады центральная радиостанция остается включенной в течение всего времени работы бригады на линии, а автомобильная радиостанция постоянно включена на дежурный прием. Чтобы исключить необходимость постоянного дежурства у автомобильной радиостанции во время работы на линии, эти радиостанции оборудуют устройством громкого вызова. При вызове с центральной радиостанции это устройство воздействует на сигнал автомашины.

Для связи линейных бригад кроме радиосвязи находят применение переносные высокочастотные монтерские посты, используемые при работах вблизи линий электропередачи, имеющих каналы высокочастотной связи. Для включения поста между двумя опорами линии натягивается антенна (или используется грозозащитный трос), к которой подсоединяется переносный пост. С помощью антенны высокочастотный сигнал поста передается на провода линии и попадает по ним на одну из подстанций, имеющих аппаратуру высокочастотной связи. Через эту подстанцию осуществляется связь с оперативным и инженерно-техническим персоналом. Поскольку на многих протяженных линиях напряжением 35 кВ и выше оборудованы каналы высокочастотной связи, на этих линиях могут эффективно использоваться переносные высокочастотные посты.

При работах на линиях, вблизи которых проходят линии проводной связи, для связи линейных бригад используют переносные телефоны. Они присоединяются к линии связи на одном из столбов этой линии. Однако в последние годы проводная связь уступает место более современным видам связи (радио, высокочастотная, радиорелейная) и поэтому возможности использования переносных телефонов сокращаются.

§ 93. Приборы для определения места повреждения на линии

Приборы для определения места повреждения на линии по принципу действия и техническим данным делятся на следующие группы: импульсные измерители линий, стрелочные фиксирующие приборы для определения места повреждения расчетом, автоматические искатели различных типов.

Импульсные измерители линий являются наиболее точными приборами для определения расстояния до места повреждения на линии при устойчивом коротком замыкании. Погрешность измерения не превышает 0,3% от измеряемой длины. Принцип действия прибора основан на посылке по линии кратковременного электрического импульса определенной формы с заданной частотой. Этот импульс, распространяясь с определенной скоростью, доходит до места повреждения, отражается от него и возвращается обратно. По времени пробега импульса, фиксируемом прибором, и скорости распространения импульса по линии определяется расстояние до места повреждения. Поскольку скорость распространения импульса по линиям электропередачи различной конструкции примерно одинакова, шкала прибора градуируется сразу в километрах. На экране прибора измеряющий наблюдает посланный и отраженный импульсы, отсчитывает количество делений между ними и получает расстояние до места повреждения.

Отсчет может производиться также непосредственно по положению органов регулирования прибора (искатель Р5-5). Первые конструкции импульсных измерителей линий (ИЛ-1, ИКЛ-5, Р5-1А) предназначены для стационарной установки на подстанциях. Эти приборы размещаются в помещении щита управления подстанции. Один прибор используется для всех отходящих линий. Чтобы ускорить определение расстояния до места повреждения на подстанции выполняется специальная схема, которая путем простейших операций позволяет быстро подключить прибор к поврежденной линии.

Тем не менее необходимость отключения и заземления измеряемой линии и сборки схемы присоединения прибора несколько увеличивает время отыскания повреждений. Необходимость установки прибора в отапливаемом помещении исключает использование таких приборов на линиях, отходящих от подстанций, выполненных без здания щита управления. Для ускорения отыскания мест повреждения на

ответственных линиях используют схемы присоединения импульсных измерителей к фазе линии через аппаратуру высокочастотной обработки фаз (конденсатор связи — фильтр присоединения — высокочастотный кабель). В сочетании с высоковольтным генератором — приставкой к импульсному измерителю, который увеличивает напряжение посылаемого в линию импульса со 150 В до 2,5—3 кВ, такая схема присоединения прибора к линии сокращает время измерения с нескольких часов до нескольких минут, так как отпадает необходимость отключения и заземления линии.

С широким внедрением в промышленность полупроводниковых приборов появились импульсные измерители, которые могут использоваться в качестве переносных в полевых условиях (приборы Р5-5 и Р5-10). Такие приборы могут использоваться на любых линиях. Сборка схемы измерения практически исключается, так как прибор переносится непосредственно к поврежденной линии и после ее отключения и заземления разъединителями подсоединяется к проводам. Одним таким переносным прибором можно обслуживать большое число линий разных напряжений, находящихся, например, в зоне обслуживания ремонтно-производственной базы.

Основным недостатком импульсных измерителей является то, что они могут быть использованы только для отыскания устойчивых повреждений. При успешном повторном включении линии или при устойчивом коротком замыкании через большое переходное сопротивление в месте повреждения эти приборы неприменимы. Например, место падения дерева на провода, место перекрытия гирлянды изоляторов, в которой остался хотя бы один не «нулевой» изолятор, импульсными измерителями не выявляются. Отключение и заземление линии и сборка схемы включения измерителя требуют некоторого времени, поэтому отыскание мест повреждения этими приборами при длине линии менее 5—10 км нецелесообразно. В то же время использование их на длинных линиях позволяет существенно сократить время отыскания повреждения и, следовательно, уменьшить простой линии.

Фиксирующие стрелочные приборы служат для определения места повреждения путем расчета. Принцип их действия основан на измерении токов или напряжений по концам линии в момент короткого замыкания. По соотношению этих величин расчетным путем определяют расстояния до места повреждения. Стрелочные приборы устанавливают по

обоим концам каждой линии. Измерение токов или напряжений фиксирующими приборами производят в момент короткого замыкания (до автоматического отключения линии), поэтому они могут быть использованы также при неустойчивых повреждениях (при успешном автоматическом повторном включении).

Недостатком этих приборов является их невысокая точность: погрешность иногда доходит до 5—10% длины линии. Это обусловлено тем, что некоторые величины, входящие в расчетные формулы для определения расстояния до места повреждения, не могут быть определены достаточно точно и меняются с изменением режима и схемы энергетической системы. Однако использование фиксирующих стрелочных приборов позволяет сократить трудозатраты для отыскания повреждений на длинных линиях в 5—10 раз.

К автоматическим искателям повреждений относятся локационные автоматические искатели повреждений Р5-7 и «Лида». Эти приборы, как и фиксирующие стрелочные приборы, производят измерение в момент возникновения повреждения до отключения линии аппаратами. Принцип действия приборов такой же, как импульсных измерителей линий. Посылка импульса производится автоматически в результате запуска прибора от устройств релейной защиты линии в момент возникновения повреждения. Результат измерения записывается специальными устройствами и сохраняется длительное время. После прочтения показаний запись снимается.

Один прибор может обслуживать до шести отходящих от подстанции линий. Максимальная длина линии 200 км. Автоматически могут производиться два измерения, после чего прибор снова должен быть вручную подготовлен к работе. Ввиду значительной сложности самого прибора, его присоединения к линиям, а также высокой стоимости всего устройства применение автоматических искателей пока целесообразно только на особо ответственных магистральных линиях электропередачи, простой которых в аварийном ремонте вызывает нарушение в работе энергосистем.

Особое место занимают приборы, предназначенные для отыскания мест повреждений в воздушных сетях 6—10 кВ. Эти сети работают, как правило, с изолированной нейтралью, поэтому замыкание одной из фаз такой сети на землю не приводит к протеканию тока короткого замыкания и линия защитами не отключается. В этих случаях подается сигнал «земля». Появление замыкания на землю одновременно на двух разных фазах уже приводит к прохождению

тока короткого замыкания и отключению линий защитами.

В связи с этим очень важно своевременно устранять возникшие однофазные замыкания на землю, пока они не привели к автоматическому отключению линии. Определению места однофазного замыкания на землю служат различные приборы, разработанные в последние годы. Затрудняет отыскание повреждений большая разветвленность сетей 6—10 кВ.

Принципы работы различных приборов для отыскания места замыкания на землю различны. Однако большинство из них измеряет ток или мощность нулевой последовательности или различные составляющие тока замыкания на землю. Трудность подобных измерений состоит в значительной зависимости указанных величин от переходного сопротивления в месте замыкания на землю и необходимости отстраиваться от тока нагрузки. Сложность работы с самими приборами в некоторых случаях требует высокой квалификации персонала, проводящего измерение. Из наиболее удовлетворительных приборов, имеющихся в настоящее время и позволяющих отыскивать место замыкания на землю в сетях 6—10 кВ, следует назвать «Поиск-1» и «Зонд». Однако эти приборы вследствие перечисленных недостатков и трудностей измерений с их помощью не получили пока широкого распространения.

Контрольные вопросы

1. Каким целям служит механизация работ на линиях?
2. В чем сущность комплексного метода проведения работ на линиях, какие преимущества имеет этот метод?
3. Какая периодичность проведения основных работ принята на линиях?
4. Какие типы автомашин чаще всего применяются на линейных работах?
5. Какие основные виды монтерского инструмента применяются на линиях?
6. Какими видами связи пользуются линейные бригады?
7. Какие достоинства и недостатки имеют различные группы приборов для определения расстояния до места повреждения?

ГЛАВА XII

ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ МЕХАНИЗМЫ И ТАКЕЛАЖНЫЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ

§ 94. Общие понятия о такелажных работах

Такелажные работы — перемещение грузов, создание тяжения по проводам и тросам — производятся на линиях в различных и часто весьма сложных условиях с примене-

нием разнообразных такелажных приспособлений, грузоподъемных и транспортных средств и механизмов. Собственно такелажем называют совокупность приспособлений, механизмов и материалов, предназначенных для перемещения грузов и натягивания проводов и тросов — блоки, полиспасты, домкраты, лебедки, стальные, хлопчатобумажные и капроновые канаты, цепи, стяжные болты и т. д.

Такелажные работы на воздушных линиях по трудоемкости составляют до 50—70% ремонтных работ. Поэтому снижение трудоемкости ремонтов тесно связано с механизацией такелажных работ, являющихся неотъемлемой частью почти всех работ на линиях и при замене высоковольтных вводов.

Механизация такелажных работ позволяет высвободить большое количество монтеров, ускоряет и облегчает производство работ. Однако неправильное выполнение такелажных работ, неправильное применение и использование грузоподъемных приспособлений и механизмов могут привести к тяжелым авариям и несчастным случаям. Ниже приведено описание основных такелажных приспособлений и материалов.

Блоки и полиспасты получили большое распространение и применение при такелажных работах.

Однороликовый блок (рис. 171) состоит из грузового крюка с траверсой, двух серег со щеками, ролика с осью и проушины для крепления тягового каната к блоку. Однороликовый блок применяется не для уменьшения прикладываемого усилия, а для создания удобной схемы подъема или опускания груза, т. е. в качестве отводного или неподвижного блока.

Два блока с траверсами и грузовыми крюками, связанные между собой канатом, образуют полиспаст, позволяющий прикладывать к ходовому концу каната усилия меньше, чем поднимаемый груз. Однако полиспаст, состоящий из двух однороликовых блоков, встречается редко. Для полиспастов, как правило, используют многорولیковые блоки (двух-, трех- и четырехроликовые), чтобы добиться многократного уменьшения прикладываемого тягового усилия (рис. 172). В полиспасты запасовываются стальные, хлопчатобумажные или капроновые канаты.

По способу закрепления различают неподвижные и подвижные блоки полиспаста, которые перемещаются вместе с грузом. Если ходовой конец каната сбегает с подвижного блока, к которому закреплен поднимаемый груз, то он учитывается при определении действующего усилия.

Если же ходовой конец каната сбегает с неподвижного блока, то этот конец при подсчете усилий не суммируется с другими нитками полиспаста. Это необходимо учитывать, в особенности при использовании полиспастов с малым количеством ветвей, так как неправильный расчет усилий может привести к перегрузке отдельных элементов схемы подъема.

Иногда грузовые крюки блоков для повышения удобства крепления канатов заменяют проушинами. Грузовой

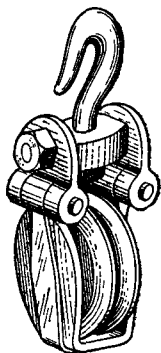


Рис. 171. Однорولیковий блок

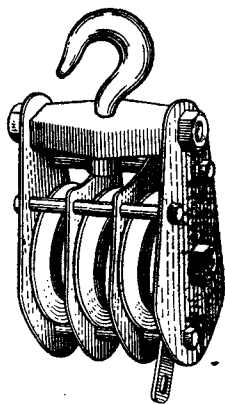


Рис. 172. Трехроліковий блок полиспаста

крюк и проушина должны свободно без трения поворачиваться в траверсе вокруг своей оси. Как правило, между отдельными роликами блока полиспаста устанавливают разделительные щеки, придающие обойме необходимую жесткость и препятствующие попаданию троса на кромку желоба ролика, что обычно является причиной заклинивания троса между роликами. Оси блока должны быть хорошо смазаны и защищены от попадания песка, грязи и т. п. При осмотре блока проверяется наличие всех шайб и шплинтов; гайки должны быть полностью затянуты. При осмотре крюка обращают внимание на отсутствие трещин на внутренней поверхности зева.

При правильной установке и работе полиспаста отсутствует трение отдельных ветвей каната друг о друга и боковое давление сбегającego конца каната на блок, ролики блока не перекашиваются по отношению к направлению тягового каната. Если возникает опасность перекоса, следует применять отводные блоки.

По окончании работы с полиспастом блоки очищают от грязи, протирают тряпкой и смазывают густой смазкой. Полиспасты в собранном виде удобно хранить в подвешенном состоянии; при этом свободный конец каната полиспаста наматывается, как правило, на барабан или на деревянную конструкцию в виде креста.

Лебедки. В практике ремонта и обслуживания электросетей используются лебедки, смонтированные на маши-

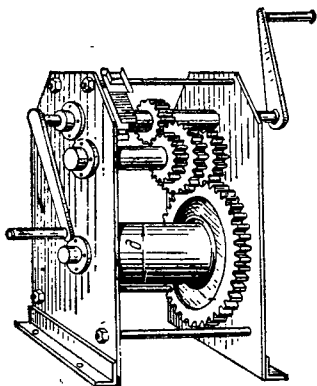


Рис. 173. Монтажная ручная лебедка

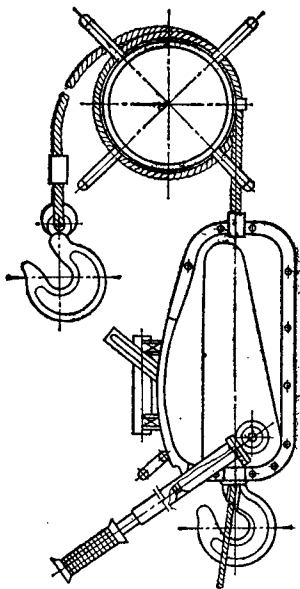


Рис. 174. Ручная рычажная лебедка

нах и тракторах, приводимые в действие от коробки отбора мощности этих механизмов. Используются также ручные монтажные и ручные рычажные лебедки. Область их применения в последнее время значительно сузилась.

Монтажные ручные лебедки (рис. 173) предназначены для подъема, опускания и перемещения грузов.

Лебедка состоит из рамы (станины) с двумя боковыми стенками, скрепленными между собой распорными болтами; на раме укреплены валы с барабаном и системой зубчатых передач.

Для вращения лебедки служат рукоятки — одна или две в зависимости от грузоподъемности лебедки. Для обеспечения плавности хода тягового каната, а также безопасности работы лебедку снабжают тормозным устройством в виде храпового колеса с защелкой и ленточным тормозом.

Установлена следующая шкала грузоподъемностей ручных монтажных лебедок: 5, 10, 20, 50, 75 и 100 кН. В практике работ на линиях чаще всего применяются лебедки грузоподъемностью 5 и 20 кН и очень редко — выше 20 кН. Для подъема грузов свыше 20 кН применяются лебедки в сочетании с полиспастом. Лебедки грузоподъемностью 10 кН и выше имеют две скорости. Для уменьшения опрокидывающего момента канат наматывают на барабан лебедки снизу плотными рядами. Рукоятки лебедки для обеспечения плавности хода должны быть обращены в разные стороны.

При работах на линиях также применяют ручные рычажные лебедки (рис. 174), имеющие значительно меньшую массу, чем монтажные.

При грузоподъемности рычажных лебедок 15 и 30 кН масса их с тросом соответственно равна 32 и 55 кг, длина троса с крюком 20 и 15 м. Принцип действия рычажной лебедки основан на протягивании каната через механизм с помощью захватов, снабженных кулачками, которые сжимают канат с силой, пропорциональной величине тяжения по канату.

Еще меньше по размерам и массе червячная лебедка Л-10 грузоподъемностью 5 кН, применяемая при работах по замене подвесных гирлянд, по перецепке гирлянд при замене траверс деревянных опор и т. п. Лебедка самотормозящая снабжена съемными полозьями для крепления ее на траверсе опоры. Максимальное усилие на рукоятке 120 Н. Длина наматываемого на барабан троса 14 м. Масса лебедки 8 кг.

Домкраты. По конструкции они разделяются на три группы: реечные, винтовые и гидравлические. При работах на линиях наибольшее распространение получили реечные домкраты (рис. 175) грузоподъемностью от 30 до 100 кН. Они предназначены для подъема тяжелого оборудования на небольшую высоту или для перемещения его по горизонтали. Реечные домкраты применяют при сборке и установке металлических опор, при замене свай и пасынков деревянных опор и на других работах.

Реечные домкраты состоят из корпуса (станины), зубчатой рейки с головкой и лапой, системы шестерен и рукоятки. Нижняя опорная поверхность домкрата снабжается шипами, головка и лапа имеют насечки. Во избежание выхода из работы рейки при максимальном ее выдвигении домкрат имеет стопорное устройство. Для удержания груза реечные домкраты снабжают тормозным устройством в виде храповика с защелкой.

Реечный домкрат необходимо устанавливать так, чтобы он опирался на деревянную прокладку всеми шипами; ось домкрата должна совпадать с направлением перемещения груза. Нельзя применять неисправные домкраты: с изогнутой рейкой, при отсутствии или неисправности тормозного устройства или при износе зубьев, превышающем 20%. Зубья шестерен и рейки нужно регулярно смазывать.

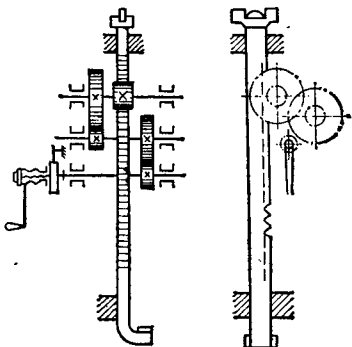


Рис. 175. Реечный домкрат

Стяжные болты. Стяжные болты (рис. 176) нашли широкое применение при ремонтах линий. Они представляют собой стальной стержень, на концах которого нарезана ленточная резьба: с одной стороны — правая, с другой — левая; на концы стержня навинчены захваты с проушиной или крюком, выполненные в виде цилиндров с внутренней резьбой. Посередине стержня укреплено храповое устройство с рукояткой, которым и приводится в действие стяжной болт.

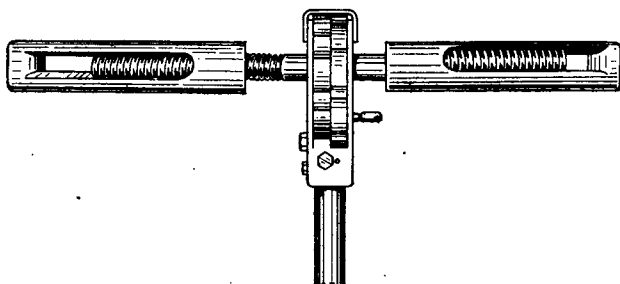


Рис. 176. Стяжной болт

Стяжные болты используют для восприятия усилий от массы провода при смене изоляторов и арматуры поддерживающих гирлянд, для восприятия тяжёлых по проводу при смене изоляторов и арматуры натяжных гирлянд, вырезке дефектных соединителей, применяют при выправке опор, для крепления временных оттяжек и т. п.

Тали и краны. Для выполнения такелажных работ в условиях мастерских или площадки могут использоваться

стационарные или переносные тали. Таль может иметь ручной или электрический привод. Грузоподъемность талей колеблется от 1 до 100 кН, высота подъема грузов — от 4 до 30 м. Электрические тали обычно выполняют стационарными. Таль с тележкой, которая может передвигаться по рельсу, называют тельфер.

Собственная масса талей велика, поэтому в условиях часто меняющегося места выполнения работ тали обычно не применяют.

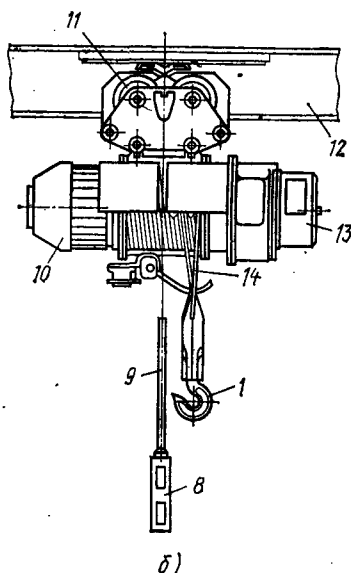
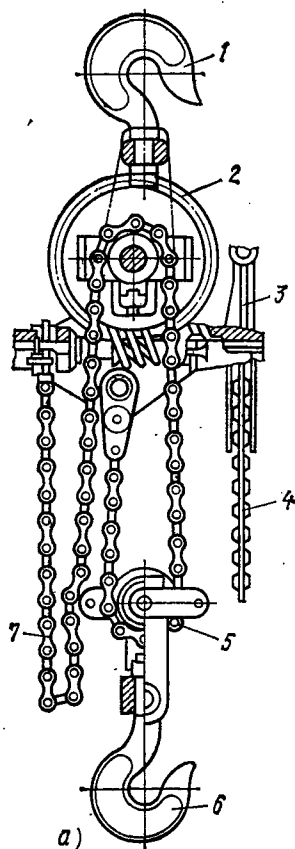


Рис. 177. Тали:

а — ручная, *б* — электрическая; 1, 6 — крюки, 2 — червячная шестерня со звездочкой, 3 — приводное колесо, 4 — приводная цепь, 5 — нижняя звездочка, 7 — грузовая цепь, 8 — пульт, 9 — гибкий кабель, 10, 13 — электродвигатели, 11 — колеса, 12 — монорельс, 14 — стальной канат

Таль с ручным приводом (рис. 177, *а*) подвешивают к несущей конструкции с помощью крюка 1. С помощью приводной цепи 4 вращают приводное колесо 3, которое передает вращение на червячную передачу. Червячная шестерня 2 связана со звездочкой, которая через грузовую цепь 7 и нижнюю звездочку 5 обеспечивает подъем и опускание крюка 6 с прикрепленным к нему грузом.

Подъем и опускание груза, прикрепленного к грузовому крюку 1 электротали (рис. 177, б), осуществляется с помощью электродвигателя 13. Второй двигатель 10 обеспечивает передвижение электротали по монорельсу 12. Управление двигателями обеспечивает пульт 8, соединенный с двигателями гибким кабелем 9. Питание к двигателям подается по отдельному гибкому кабелю.

При ремонте высоковольтных вводов в условиях крупных мастерских или башнях трансформаторно-масляного хозяйства подстанций обычно используют имеющиеся там мостовые краны. Мостовой кран состоит из сварной балки, опирающейся на две тележки, передвигающиеся по рельсам. На балке установлена грузовая тележка, которая также может передвигаться по балке. На грузовой тележке расположены механизмы подъема грузов. Передвижение всего крана, грузовой тележки, подъем и опускание грузов осуществляется с помощью электродвигателей. К управлению мостовыми кранами допускаются только обученные крановщики.

§ 95. Стальные, хлопчатобумажные и капроновые канаты (тросы)

Стальные канаты. В большинстве грузоподъемных механизмов и такелажных приспособлений, применяемых при работах по ремонту линий, используются стальные канаты (тросы). Канаты состоят из прядей тонких стальных проволок, свитых вокруг органического сердечника, который изготовляют из пеньки или джута, хорошо пропитанных невысыхающей смолой; сердечник придает тросу гибкость и смягчает действие внезапных нагрузок и рывков. Под действием механической нагрузки трос удлиняется, стальные проволоки давят на сердечник, который сжимается и выделяет смазку, проникающую между проволоками и прядями и снижающую трение между ними. Эта смазка предохраняет трос от быстрого износа и защищает его от ржавчины.

Как правило, при такелажных работах применяют канаты крестовой свивки — правой или левой в зависимости от направления свивки прядей в канате (рис. 178), так как они не самораскручиваются при подъеме свободного груза.

Для лебедок, полиспастов и других механизмов используют канаты с большим числом проволок (не менее 222), а в качестве стропов и чалок,* постоянно подвергающихся

перегибам под разными углами,— гибкие канаты с числом проволок 366.

Канаты имеют различные разрывные усилия в зависимости от диаметра и расчетного предела прочности проволок при растяжении, который колеблется в пределах от 1000 до 1600 МПа.

Диаметр стального каната при четном числе прядей определяют штангенциркулем по выступающим прядям

после некоторой вытяжки каната, при нечетном числе прядей — путем измерения длины окружности каната.

В целях предохранения каната от коррозии и улучшения условий работы проволок их периодически очищают от грязи и старой смазки металлическими щетками, промывают бензолом или бензином и смазывают специальными смазками: техническим вазелином, пушечной смазкой, канатной мазью, солидолом, графитной смазкой. Стальные канаты,

применяемые при такелажных работах, не должны сращиваться. Концы канатов образуют обыкновенные петли (рис. 179, а) или петли с коушами (рис. 179, б) с заплеткой свободного конца или укреплением его не менее чем тремя зажимами. Гайки зажимов устанавливают со стороны рабочей ветви, благодаря чему обеспечивается прямолинейность тягового троса.

Поднимаемые грузы крепят к крюкам грузоподъемных

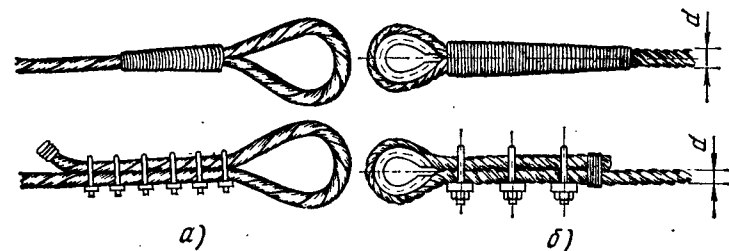


Рис. 179. Заделка концов каната:
а — обыкновенная петля, б — петля с коушем

устройств универсальными, облегченными или многоветевыми стропами (рис. 180).

Крепление каната к металлическим или железобетонным конструкциям производится обязательно с применением прокладок из дерева или мягких материалов для предотвращения повреждений кромок металлической или железобетонной конструкции и троса.

При сматывании канатов с барабанов или бухт следует избегать образования петель, которые при вытягивании каната образуют перегиб, приводящий к ускоренному разрушению каната. Барабан с канатом при сматывании вращается на оси, укрепленной на козлах; сматывание каната, собранного в бухту, производится с пирамиды — вертушки.

Простейшая заделка концов каната заключается в наложении бандажей из алюминиевой или мягкой отожженной железной проволоки; длину бандажа рекомендуется брать не менее пяти диаметров троса. Концы проволоки бандажа тщательно скручивают и заправляют между прядями каната. Вместо бандажей на концы каната могут быть надеты и опрессованы отрезки алюминиевых или стальных тонкостенных трубок. Если требуется разрубить трос, за-

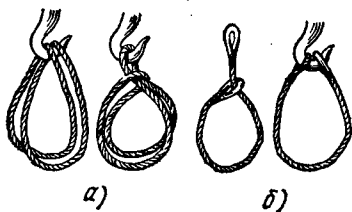
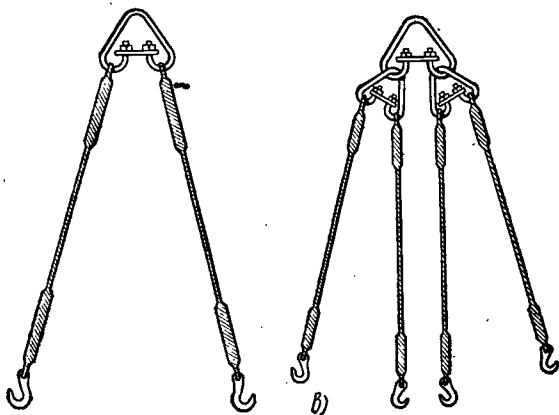


Рис. 180. Стропы для крепления грузов:

а — универсальные, б — облегченные, в — многоветевые



делка образующихся при этом концов делается заблаговременно. Рубка каната осуществляется острым кузнечным зубилом или специальным тросорубом.

Хлопчатобумажные и капроновые канаты. Они также широко используются при ремонтных работах. Преимуществом этих канатов является большая гибкость, малая масса, удобство пользования при подъеме мелких грузов вручную, значительно меньшее действие на поверхности блоков, что позволяет изготовить последние из более мягкого и легкого материала. Хлопчатобумажные канаты применяют для подъема небольших грузов и инструмента на высоту, используют в виде бесконечных канатов при работах без снятия напряжения, применяют для зарядки полиспастов грузоподъемностью до 20 кН, а также используют для страховки монтеров при работах, связанных с вылезанием на траверсы деревянных опор и гирлянды.

При выборе типа и диаметра каната следует руководствоваться необходимостью обеспечения достаточного запаса прочности, соблюдения нормативных соотношений диаметров каната и ролика блока или барабана лебедки, а также учитывать условия крепления грузов или проводов. Поэтому монтерам при работах на линиях необходимо строго придерживаться указаний инженерно-технического персонала о применении того или иного каната на данной работе. Самовольное изменение схемы подвески груза, каната или блоков может привести к тяжелым авариям и несчастным случаям.

§ 96. Техника безопасности при такелажных работах

К такелажным работам допускаются рабочие и специально обученные и хорошо освоившие способы их выполнения. Перед началом работы все принимающие в ней участие проходят инструктаж. При выполнении новой, незнакомой работы мастер или бригадир должен провести дополнительный инструктаж по технике безопасности.

Во время работы необходимо быть внимательным, не отвлекаться посторонними делами и разговорами и не отвлекать других.

Заметив допущенное нарушение правил техники безопасности или опасность для окружающих, возникшую при работе, необходимо немедленно предупредить об этом работающего с грузом мастера или бригадира.

Любую грузоподъемную машину или приспособление снабжают биркой, на которой указывается инвентарный

номер, допустимая рабочая нагрузка и дата следующего испытания.

Перед началом работы проверяется исправность всех приспособлений и производится подготовка их к работе: пеньковые, капроновые и хлопчатобумажные канаты не должны иметь перетертых или размочаленных прядей; стропы и канаты не должны быть надвязаны или соединены скруткой. По клейму на бирке проверяется предельно допустимая нагрузка и дата следующего испытания канатов и других такелажных приспособлений. Такелажные приспособления и канаты, неиспытанные или имеющие просроченную дату испытаний, применять не разрешается.

В блоках и полиспастах проверяется наличие и целостность шплинтов на концах оси блока, а также отсутствие значительного истирания отдельных деталей. Перед использованием лебедками необходимо проверить исправность тормозного устройства и храповика с защелкой, прочность крепления каната на барабане, состояние зубчатых передач и их смазки.

Никогда не следует поднимать или перемещать груз, не зная его массы, или натягивать провод, не зная его тяжения. Эти данные должны быть сообщены бригадиром или мастером при инструктаже перед началом работ. При перемещении груза краном (при подъеме опор) бригадир должен проверить правильность и надежность наложения строп стропальщиком. Груз поднимают на высоту около 0,5 м и выдерживают его в таком положении 1—2 мин.

Не следует проходить или находиться под поднятым грузом, вблизи натянутых канатов и проводов или у отводных блоков, так как случайный обрыв каната или крепления блока может привести к несчастному случаю.

Запрещается поднимать груз краном при отклонении от вертикали грузового троса, а также подбивать при надевании на крюк чалочные канаты ударами молотка.

Громоздкие и длинномерные грузы (детали деревянных и железобетонных опор и т. п.) следует подвешивать к крюку крана стропами, при этом угол развода между стропами не должен превышать 90°. Допускаемая нагрузка на стропы должна быть снижена:

При угле развода	30°	на	5%
»	45°	»	10%
»	60°	»	15%
»	90°	»	30%

Кантовать подвешенный груз или оставлять его на весу запрещается. Необходимо внимательно следить, чтобы на поднимаемом грузе случайно не оказались люди.

Во время работы подавать сигналы крановщику или водителю тягового механизма может только бригадир, являющийся производителем работ по наряду. Сигнал «Стоп» должен выполняться независимо от того, кем он подан. Сигналы следует подавать руками или флажками.

При работе лебедок необходимо следить за движением груза или провода, не допускать рывков и толчков во избежание обрыва каната; вести надзор за лебедкой, когда подъем или спуск груза временно прекращается; быстро и точно выполнять все сигналы бригадира.

При пользовании домкратами запрещается держаться руками за головку домкрата; наращивать рычаг реечного домкрата; необходимо внимательно следить за положением и устойчивостью домкрата; поднимать и опускать груз несколькими домкратами можно только по команде бригадира одновременно всеми домкратами.

При перемещении грузов или натягивании проводов трактором или автомашиной необходимо предупредить водителя, чтобы он не допускал рывков и двигался на малой скорости; следить за движением груза или провода; крепить груз расчалками.

По окончании работ собирают все такелажные средства (блоки, полиспасты, домкраты, стяжные болты, стропы и т. п.), канаты сматывают в бухты. Место работ осматривают и устанавливают, что грузы закреплены и не осталось неубранных приспособлений или канатов.

После возвращения на базу все приспособления и стальные канаты очищают от грязи, протирают и сматывают. Хлопчатобумажные и капроновые канаты просушивают.

Неисправные приспособления или канаты изымают из пользования и передают для ремонта или списания.

§ 97. Испытания грузоподъемных машин и механизмов, такелажных и защитных приспособлений

В соответствии с действующими правилами все грузоподъемные машины, тяговые механизмы и такелажные приспособления, а также лестницы, монтерские когти, пояса проходят периодические осмотры и испытания.

Все грузоподъемные механизмы, такелажные и защитные приспособления под инвентарными номерами заносят в журнал учета грузоподъемных механизмов и такелажных приспособлений или в журнал учета защитных средств.

Администрация предприятия электросетей приказом назначает лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию грузоподъемных механизмов, такелажных и защитных приспособлений, инструмента, а также определяет круг лиц, в обязанности которых входит техническое освидетельствование и испытание всех приспособлений. Контроль за правильной эксплуатацией, своевременными осмотрами и испытаниями приспособлений возлагается на инженера по технике безопасности и инженерно-технических работников службы линий.

Приказом по предприятию назначается инженерно-технический работник соответствующей квалификации, ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию грузоподъемных механизмов, такелажных и защитных приспособлений и инструмента.

Краны, телескопические автовышки, лебедки, домкраты имеют паспорта, в которые заносят основные технические данные механизма, а также записывают его повреждения, ремонты и результаты испытаний.

Новые стальные канаты и цепи должны иметь лабораторные свидетельства (сертификат) завода-изготовителя. Пеньковые, капроновые и хлопчатобумажные канаты должны быть снабжены ярлыком (биркой) согласно ГОСТу.

До испытаний все подъемные механизмы и приспособления должны пройти осмотр и необходимый ремонт. После испытаний они должны быть тщательно осмотрены, так как в процессе испытаний могут возникнуть надрывы, поломки или остаточные деформации отдельных приспособлений.

При статическом испытании пробный груз должен находиться на высоте около 100 мм от земли или пола. При удовлетворительных результатах статического испытания производят динамические испытания (испытания в действии) путем повторных подъемов и отпусков груза. При испытаниях канаты и цепи должны выдержать испытательную нагрузку без разрывов, без заметного местного удлинения канатов или вытяжки отдельных звеньев цепей.

При испытании когтей их укрепляют в рабочем положении на столбе, а груз подвешивают к середине стремяного ремня.

При испытании монтерских поясов их ремни застегивают на горизонтально расположенном бревне, а груз под-

вешивают к цепи с закрытым карабином. Вместо груза может быть использован какой-либо тяговый механизм или приспособление соответствующей грузоподъемности (лебедка, полиспаст). Испытательную нагрузку в этом случае контролируют по динамометру, который устанавливают между испытываемым приспособлением и тяговым механизмом.

Испытания грузоподъемных механизмов должны проводиться на ровной площадке с твердым покрытием. Для испытаний подготавливают набор взвешенных грузов. На площадке устанавливают специальную конструкцию необходимой высоты и грузоподъемности, позволяющую производить подъем и опускание груза (при динамическом испытании). Для испытаний монтерских когтей и поясов следует установить деревянные конструкции из бревен соответствующего диаметра.

Для производства испытаний такелажных приспособлений на специальной площадке в землю закладывают необходимое количество якорей. Для определения усилия используют динамометры. Динамические испытания следует производить лишь при удовлетворительных результатах статических испытаний. Результаты испытаний заносят в паспорт подъемного механизма, на мелкие механизмы и приспособления составляют протокол испытания с указанием инвентарного номера, наименования механизма и приспособления, его грузоподъемности, испытательной нагрузки и заключения о годности.

На механизмах и приспособлениях делают надписи несмываемой краской или укрепляют бирки с указанием инвентарного номера, допускаемой нагрузки и даты следующего испытания. На монтерских когтях, поясах и страхующих канатах вместо допустимой нагрузки указывается испытательная. Лучше всего изготовлять бирки в виде медной или алюминиевой пластинки и укреплять их заклепками на механизме или приспособлении, а на стальных и хлопчатобумажных канатах в виде гильзы, напрессованной на конец каната. Такое крепление обеспечивает хорошую сохранность самой бирки, которую легко можно снять при последующих испытаниях.

Контрольные вопросы

1. Что такое такелажные работы и такелаж?
2. Как устроены однороликовые и полиспастовые блоки?
3. Как заделываются концы стальных канатов?
4. На что нужно обращать внимание при осмотре такелаж?
5. Как следует располагаться рабочим при производстве такелажных работ?

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава I. Устройство воздушных линий электропередачи	7
§ 1. Основные определения и нормы	7
§ 2. Основные положения Правил технической эксплуатации	13
§ 3. Правила охраны и требования к трассам линий электропередачи	15
§ 4. Опоры	20
§ 5. Конструкции деревянных опор	31
§ 6. Конструкции металлических опор	36
§ 7. Фундаменты опор	41
§ 8. Конструкции железобетонных опор и закрепление их в грунте	47
§ 9. Конструкции проводов и тросов	52
§ 10. Вибрация проводов и тросов и защита от нее	61
§ 11. Гололед и «пляска» проводов	67
§ 12. Соединение проводов и тросов	73
§ 13. Изоляторы	77
§ 14. Линейная арматура	84
§ 15. Грозозащита и заземление	94
Глава II. Высоковольтные вводы	102
§ 16. Назначение и классификация вводов	102
§ 17. Конструкция основных узлов и деталей вводов	105
§ 18. Герметичные и негерметичные вводы	117
§ 19. Основы технологии изготовления вводов	121
Глава III. Охрана труда и пожарная безопасность	125
§ 20. Техника безопасности при работах на линиях и ремонтах вводов	125
§ 21. Основные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	127
§ 22. Причины и виды травматизма при работах на линиях и подстанциях	136
§ 23. Задачи промышленной санитарии и личной гигиены	138
§ 24. Основные требования пожарной безопасности	140
Глава IV. Характерные повреждения элементов линий, их выявление и предупреждение	143
§ 25. Организация выявления повреждений	143
§ 26. Допустимые отклонения элементов линий от нормального состояния	147
§ 27. Наклоны опор и дефекты крепления опор к фундаментам	150
§ 28. Повреждения деревянных опор	154
§ 29. Повреждения железобетонных опор	157
§ 30. Повреждения металлических опор и фундаментов	159
§ 31. Повреждения проводов	161
§ 32. Повреждения изоляторов и арматуры	166
§ 33. Повреждения трубчатых разрядников	171
§ 34. Осмотры трассы и мероприятия по охране линий	173
§ 35. Контроль фарфоровых изоляторов	176
§ 36. Измерения сопротивления соединений проводов	184
§ 37. Измерения сопротивления заземлений опор	187
§ 38. Измерения загнивания древесины	191
§ 39. Измерения стрел провеса и габаритов	193
§ 40. Расчистка трасс линий и площадок опор от зарослей	197
§ 41. Восстановление знаков на опорах	201
Глава V. Ремонтные работы на проводах, тросах и их креплениях к опорам	203
§ 42. Замена проводов или тросов	203
§ 43. Ремонт отдельных участков провода	213
§ 44. Замена и ремонт проводов на пересечениях	217
§ 45. Монтаж соединительных и натяжных зажимов	219
§ 46. Термитная сварка проводов	228
§ 47. Установка разрядников	234
§ 48. Установка гасителей вибрации и дистанционных распорок	236
§ 49. Замена изоляторов и арматуры	238
§ 50. Замена штыревых изоляторов, крюков и штырей	245
Глава VI. Ремонт деревянных опор	249
§ 51. Замена пасынков и свай	249
§ 52. Замена стоек	257

§ 53. Замена траверс	265
§ 54. Замена вспомогательных деталей опор и установка временных накладок	271
§ 55. Антисептирование деталей опор	274
§ 56. Выправка деревянных опор	281
§ 57. Замена опор	285
Глава VII. Окраска металлических опор	294
§ 58. Очистка опор от ржавчины	294
§ 59. Способы окраски опор	296
§ 60. Красители, применяемые для окраски опор	299
Глава VIII. Ремонт металлических и железобетонных опор	301
§ 61. Замена и усиление отдельных деталей опор	301
§ 62. Выправка металлических и железобетонных опор	302
§ 63. Регулирование тяжения в оттяжках опор и защита их от коррозии	305
§ 64. Ремонт железобетонных опор	309
Глава IX. Ремонт фундаментов и заземлений опор	311
§ 65. Ремонт и защита от коррозии металлических подножников	311
§ 66. Ремонт железобетонных подножников и свай	313
§ 67. Ремонт заземлений опор	315
Глава X. Ремонт вводов	317
§ 68. Характерные неисправности вводов и методы их устранения	317
§ 69. Подготовка изоляционного масла	318
§ 70. Маркировка отверстий во вводе	320
§ 71. Отбор пробы масла из герметичного ввода без демонтажа с оборудования	322
§ 72. Замена масла во вводе	322
§ 73. Замена масла в баке давления и присоединение бака давления к вводу	328
§ 74. Восстановление сильфонов бака давления	329
§ 75. Разборка и сборка ввода в ремонтных мастерских	332
§ 76. Разборка, ремонт и сборка остова ввода с маслобарьерной изоляцией	344
§ 77. Сушка изоляции	345
§ 78. Вакуумная обработка и заполнение ввода маслом	348
§ 79. Ремонт фарфоровых покрышек	349
§ 80. Замена изолятора специального или измерительного выводов	350
§ 81. Замена поврежденного стекла маслоуказателя	351
§ 82. Ремонт деталей ввода из чугуна или алюминиевого литья	351
§ 83. Восстановление изоляционного покрытия нижнего экрана ввода	353
§ 84. Устранение течей масла в местах уплотнений ввода	354
§ 85. Замена манометра и регулирование давления у герметичных вводов с встроенными компенсаторами	355
§ 86. Замена манометра и регулирование давления у герметичных вводов с баками давления	356
§ 87. Сборка, установка воздухоосушителя и восстановление индикаторного силкагеля	358
Глава XI. Организация и механизация ремонтных работ	360
§ 88. Производственные службы предприятия электросетей	360
§ 89. Ремонтно-производственные базы электросетей	362
§ 90. Передовые методы организации работ на линиях	364
§ 91. Линейные машины, механизмы и инструмент	368
§ 92. Средства связи для линейных бригад	379
§ 93. Приборы для определения места повреждения на линии	381
Глава XII. Грузоподъемные механизмы и такелажные приспособления	384
§ 94. Общие понятия о такелажных работах	384
§ 95. Стальные, хлопчатобумажные и капроновые канаты (тросы)	391
§ 96. Техника безопасности при такелажных работах	394
§ 97. Испытания грузоподъемных машин и механизмов, такелажных и защитных приспособлений	396

А. С. Зеличенко
Б. И. Смирнов
Г. Д. Шишорина

УСТРОЙСТВО И РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

ПРОФЕССИОНАЛЬНО-
ТЕХНИЧЕСКОЕ
ОБРАЗОВАНИЕ

