

Министерство образования Российской Федерации
Северо-Западный государственный заочный технический университет

В. Н Костин

**Системы электроснабжения.
Конструкции и механический расчет**

Утверждено в качестве учебного пособия

Санкт-Петербург
2002

УДК 621.311

Костин В. Н. Системы электроснабжения. Конструкции и механический расчет: Учебное пособие. - СПб.: СЗТУ, - 93 с.

Учебное пособие соответствует требованиям государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированных специалистов 650900 - электроэнергетика, специальность 100400 - электроснабжение (по отраслям).

Содержание учебного пособия включает в себя основные сведения о конструктивном исполнении воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов и электропроводок, общие сведения об оборудовании, типах и схемах трансформаторных подстанций, а также основы механического расчета воздушных линий электропередачи и шинных конструкций.

Рецензенты: кафедра электроснабжения (заведующий кафедрой Г.З. Зайцев, канд. техн. наук, проф.), М.В. Кальвин, руководитель группы ЗАО ИНТЕХ

© Северо-Западный государственный технический университет, 2002

Предисловие

Настоящее учебное пособие предназначено для студентов специальности 100400 – электроснабжение (по отраслям). Подготовка специалистов в области электроснабжения предусматривает изучение конструктивного исполнения элементов систем электроснабжения, ознакомление с техническими параметрами, областью использования и буквенно-цифровыми обозначениями этих элементов.

Содержание пособия включает в себя основные сведения о конструктивном исполнении воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов и электропроводок, общие сведения об оборудовании, типах и схемах трансформаторных подстанций, а также основы механического расчета проводов воздушных линий электропередачи и шинных конструкций.

Материал, излагаемый в пособии, имеет непосредственную связь и дополняет основные дисциплины, читаемые студентам на старших курсах обучения: “Передача и распределение электроэнергии”, “Производство электроэнергии”, “Электроснабжение”.

Материал учебного пособия может использоваться студентами при выполнении курсовых и дипломных проектов. В приложениях дается необходимый справочный материал для выполнения механического расчета проводов воздушных линий электропередачи.

Список литературы содержит сведения о дополнительных изданиях, необходимых для углубленного изучения отдельных вопросов.

Введение

Системой электроснабжения называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. В систему электроснабжения входят элементы передачи, приема, преобразования и распределения электроэнергии, работающие на определенной территории.

Передача и распределение электроэнергии осуществляется с помощью воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов и электропроводок. Для приема и преобразования электроэнергии служат трансформаторные подстанции.

Воздушные линии электропередачи применяются для электроснабжения различных объектов (промышленных, городских, сельскохозяйственных) и выполняются на весь спектр существующих напряжений. В частности, воздушные линии электропередачи широко применяются в системах электроснабжения напряжением 35 кВ и выше для связи объектов электроснабжения с объединенной электроэнергетической системой.

Кабельные линии электропередачи дороже воздушных и используются в тех случаях, когда применение воздушных линий нецелесообразно по причинам архитектурного или экологического характера или невозможно. В частности, кабельные линии являются основным способом передачи электроэнергии потребителям, расположенным на густозастроенной территории городов и на насыщенной производственными коммуникациями территории промышленных предприятий.

Токопроводы применяются для систем внутризаводского электроснабжения промышленных предприятий с мощными концентрированными нагрузками. Такие токопроводы выполняются напряжением 6...35 кВ. Токопроводы напряжением до 1 кВ с жесткими токоведущими элементами (шинами) называются *шинопроводами* и используются, как правило, для систем внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий.

Электропроводки служат для распределения электроэнергии на напряжении до 1 кВ внутри жилых, производственных, общественных зданий и сооружений, на наружных их стенах, по территории строительных площадок, сельскохозяйственных строений и других объектов.

Подстанции систем электроснабжения состоят из одного или нескольких трансформаторов и распределительных устройств.

Трансформаторы осуществляют непосредственное преобразование электроэнергии - изменение величины напряжения. Распределительные устройства служат для приема электроэнергии со стороны питания трансформаторов (приемные распределительные устройства) и для распределения электроэнергии на стороне потребителей.

В последующих главах рассматривается конструктивное выполнение основных элементов систем электроснабжения, приводятся основные типы и схемы подстанций, даются основы механического расчета воздушных линий электропередачи и шинных конструкций.

1. Конструкции воздушных линий электропередачи

1.1. Общие сведения

Воздушной линией (ВЛ) называется устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам.

На рис. 1.1 показан фрагмент ВЛ. Расстояние l между соседними опорами называется *пролетом*. Расстояние по вертикали между прямой линией, соединяющей точки подвеса провода, и низшей точкой его провисания называется *стрелой провеса провода* $f_{\text{п}}$. Расстояние от низшей точки провисания провода до поверхности земли называется *габаритом воздушной линии* $h_{\text{г}}$. В верхней части опор закрепляется грозозащитный трос.

Величина габарита линии $h_{\text{г}}$ регламентируется ПУЭ в зависимости от напряжения ВЛ и вида местности (населенная, ненаселенная, труднодоступная). Длина гирлянды изоляторов λ и расстояние между проводами соседних фаз $h_{\text{п-п}}$ определяются номинальным напряжением ВЛ. Расстояние между точками подвеса верхнего провода и троса $h_{\text{п-т}}$ регламентируется ПУЭ исходя из требования надежной защиты проводов ВЛ от прямых ударов молнии.

Для обеспечения экономичной и надежной передачи электроэнергии необходимы проводниковые материалы, обладающие высокой электрической проводимостью (низким сопротивлением) и высокой механической прочностью. В конструктивных элементах систем электроснабжения в качестве таких материалов используются медь, алюминий, сплавы на их основе, сталь.

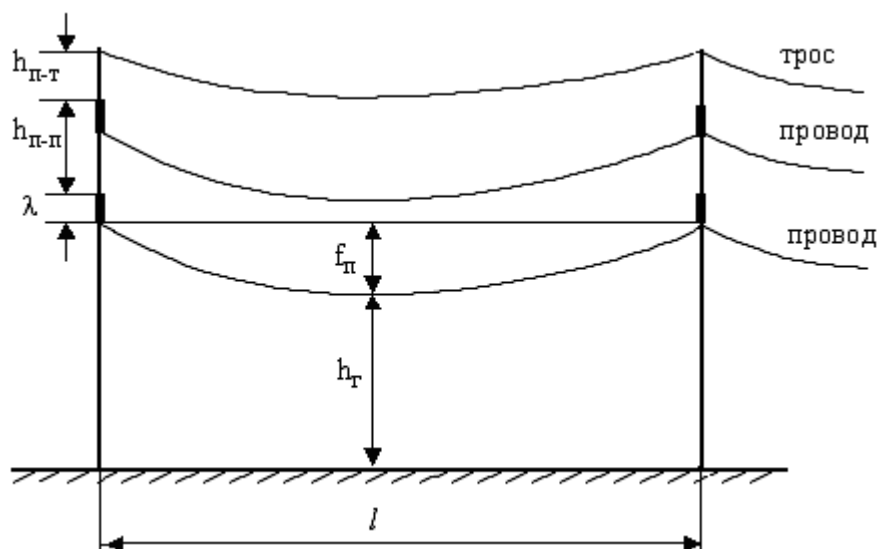


Рис. 1.1. Фрагмент воздушной линии электропередачи

Медь имеет низкое сопротивление и достаточно высокую прочность. Ее удельное активное сопротивление $\rho = 0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, а предельное сопротивление на разрыв - 360 МПа. Однако это дорогой и дефицитный металл. Поэтому медь применяется, как правило, для выполнения обмоток трансформаторов, реже - для жил кабелей и практически не применяется для проводов воздушных линий.

Удельное сопротивление алюминия в 1,6 раза больше, предельное сопротивление на разрыв в 2,5 раза меньше, чем у меди. Большая распространенность алюминия в природе и меньшая, чем у меди, стоимость обусловили его широкое применение для проводов ВЛ.

Сталь обладает большим сопротивлением и высокой механической прочностью. Ее удельное активное сопротивление $\rho = 0,13 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, а предельное сопротивление на разрыв - 540 МПа. Поэтому в системах электроснабжения сталь используется, в частности, для увеличения механической прочности алюминиевых проводов, изготовления опор и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи.

1.2. Провода и тросы воздушных линий

Провода ВЛ служат непосредственно для передачи электроэнергии и различаются по конструкции и используемому проводниковому материалу. Наиболее экономически целесообразным

материалом для проводов ВЛ является алюминий и сплавы на его основе.

Медные провода для ВЛ применяются исключительно редко и при соответствующем технико-экономическом обосновании. Медные провода используются в контактных сетях подвижного транспорта, в сетях специальных производств (шахт, рудников), иногда при прохождении ВЛ вблизи морей и некоторых химических производств.

Стальные провода для ВЛ не применяются, поскольку имеют большое активное сопротивление и подвержены коррозии. Применение стальных проводов оправдывается при выполнении особенно больших пролетов ВЛ, например при переходе ВЛ через широкие судоходные реки.

Сечения проводов соответствуют ГОСТ 839-74. Шкала номинальных сечений проводов ВЛ составляет следующий ряд, мм²:

1,5; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 600; 700; 800; 1000.

По конструктивному выполнению провода ВЛ делятся:

на однопроволочные;

многопроволочные из одного металла (монометаллические);

многопроволочные из двух металлов;

самонесущие изолированные.

Однопроволочные провода, как следует из названия, выполняют из одной проволоки (рис. 1.2,а). Такие провода выполняются небольших сечений до 10 мм² и используются иногда для ВЛ напряжением до 1 кВ.

Многопроволочные монометаллические провода выполняются сечением более 10 мм². Эти провода изготавливаются свитыми из отдельных проволок. Вокруг центральной проволоки выполняется повив (ряд) из шести проволок такого же диаметра (рис. 1.2,б). Каждый последующий повив имеет на шесть проволок больше, чем предыдущий. Скрутку соседних повивов выполняют в разные стороны для предотвращения раскручивания проволок и придания проводу более круглой формы.

Количество повивов определяется сечением провода. Провода сечением до 95 мм² выполняются с одним повивом, сечением 120... 300 мм² - с двумя повивами, сечением 400 мм² и более - с тремя и более повивами. Многопроволочные провода по сравнению с однопроволочными более гибкие, удобные для монтажа, надежные в эксплуатации.

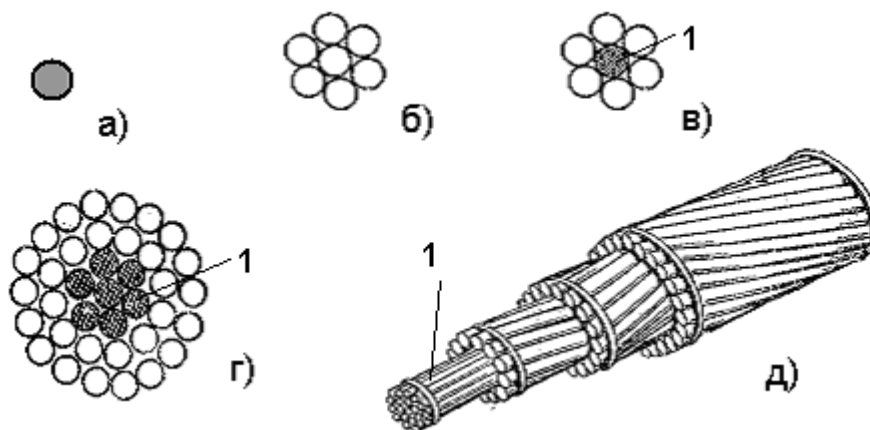


Рис. 1.2. Конструкции неизолированных проводов ВЛ

Для придания проводу большей механической прочности многопроволочные провода изготавливают со стальным сердечником 1 (рис. 1.2,в,г,д). Такие провода называются сталеалюминиевыми. Сердечник выполняется из стальной оцинкованной проволоки и может быть однопроволочным (рис.1.2,в) и многопроволочным (рис. 1.2,г). Общий вид сталеалюминиевого провода большого сечения с многопроволочным стальным сердечником показан на рис. 1.2,д.

Сталеалюминиевые провода широко применяются для ВЛ напряжением выше 1 кВ. Эти провода выпускаются различных конструкций, отличающихся соотношением сечений алюминиевой и стальной частей. Для обычных сталеалюминиевых проводов это соотношение приблизительно равно шести, для проводов облегченной конструкции - восьми, для проводов усиленной конструкции - четырем. При выборе того или иного сталеалюминиевого провода учитывают внешние механические нагрузки на провод такие, как гололед и ветер.

Провода, в зависимости от используемого материала, маркируются следующим образом:

М - медный,

А - алюминиевый,

АН, АЖ - из сплавов алюминия (имеют большую механическую прочность, чем провод марки А);

АС - сталеалюминиевый;

АСО - сталеалюминиевый облегченной конструкции;

АСУ - сталеалюминиевый усиленной конструкции.

В цифровом обозначении провода указывается его номинальное сечение. Например, А95 это алюминиевый провод с номинальным сечением 95 мм². В обозначении сталеалюминиевых проводов может дополнительно указываться сечение стального сердечника. Например,

АСО240/32 - сталеалюминиевый провод облегченной конструкции с номинальным сечением алюминиевой части 240 мм^2 и сечением стального сердечника 32 мм^2 .

Стойкие к коррозии алюминиевые провода марки АКП и сталеалюминиевые провода марок АСКП, АСКС, АСК имеют межпроводочное пространство, заполненное нейтральной смазкой повышенной термостойкости, противодействующей появлению коррозии. У проводов АКП и АСКП такой смазкой заполнено все межпроводочное пространство, у провода АСКС - только стальной сердечник, у провода АСК стальной сердечник заполнен нейтральной смазкой и изолирован от алюминиевой части двумя полиэтиленовыми лентами. Провода АКП, АСКП, АСКС, АСК применяются для ВЛ, проходящих вблизи морей, соленых озер и химических предприятий.

Самонесущие изолированные провода (СИП) применяются для ВЛ напряжением до 20 кВ. При напряжениях до 1 кВ (рис. 1.3,а) такой провод состоит из трех фазных многопроводочных алюминиевых жил 1. Четвертая жила 2 является несущей и одновременно нулевой. Фазные жилы скручены вокруг несущей таким образом, чтобы вся механическая нагрузка воспринималась несущей жилой, изготовляемой из прочного алюминиевого сплава АВЕ.

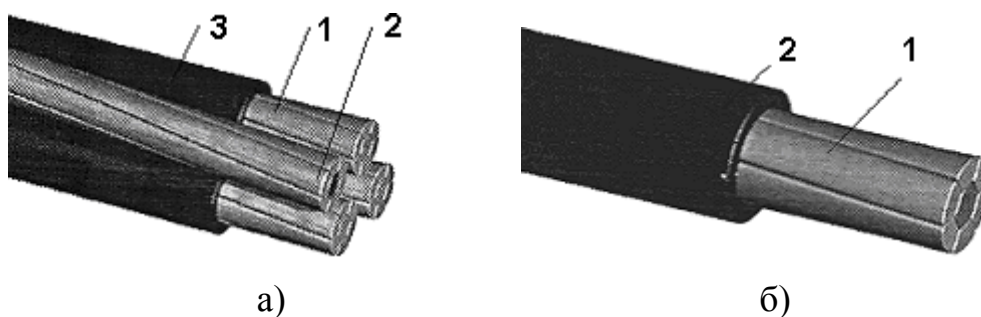


Рис. 1.3. Самонесущие изолированные провода

Фазная изоляция 3 выполняется из *термопластичного светостабилизированного или сшитого светостабилизированного полиэтилена*. Благодаря своей молекулярной структуре, такая изоляция обладает очень высокими термомеханическими свойствами и большой стойкостью к воздействию солнечной радиации и атмосферы. В некоторых конструкциях СИП нулевая несущая жила выполняется с изоляцией.

Конструкция СИП для напряжений выше 1 кВ приведена на рис. 1.3,б. Такой провод выполняется однофазным и состоит из

токоведущей сталеалюминиевой жилы 1 и изоляции 2, выполненной из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

ВЛ с СИП по сравнению с традиционными ВЛ имеют следующие преимущества:

- меньшие потери напряжения (улучшение качества электроэнергии), благодаря меньшему, приблизительно в три раза, реактивному сопротивлению трехфазных СИП;

- не требуют изоляторов;

- практически отсутствует гололедообразование;

- допускают подвеску на одной опоре нескольких линий различного напряжения;

- меньшие расходы на эксплуатацию, благодаря сокращению, приблизительно на 80%, объемов аварийно-восстановительных работ;

- возможность использования более коротких опор благодаря меньшему допустимому расстоянию от СИП до земли;

- уменьшение охранной зоны, допустимых расстояний до зданий и сооружений, ширины просеки в лесистой местности;

- практическое отсутствие возможности возникновения пожара в лесистой местности при падении провода на землю;

- высокая надежность (5-кратное снижение числа аварий по сравнению с традиционными ВЛ);

- полная защищенность проводника от воздействия влаги и коррозии.

Стоимость ВЛ с самонесущими изолированными проводами выше, чем традиционных ВЛ.

Провода ВЛ напряжением 35 кВ и выше защищаются от прямого удара молнии *грозозащитным тросом*, закрепляемым в верхней части опоры (см. рис. 1.1). Грозозащитные тросы являются элементами ВЛ, аналогичными по своей конструкции многопроволочным монометаллическим проводам. Тросы выполняют из стальных оцинкованных проволок. Номинальные сечения тросов соответствуют шкале номинальных сечений проводов. Минимальное сечение грозозащитного троса 35 мм².

При использовании грозозащитных тросов в качестве высокочастотных каналов связи вместо стального троса используется сталеалюминиевый провод с мощным стальным сердечником, сечение которого соизмеримо или больше сечения алюминиевой части.

1.3. Опоры воздушных линий

Основное назначение опор - поддержка проводов на требуемой высоте над землей и наземными сооружениями. Опоры состоят из вертикальных стоек, траверс и фундаментов. Основными материалами, из которых изготавливаются опоры, являются древесина хвойных пород, железобетон и металл.

Опоры из древесины простые в изготовлении, транспортировке и эксплуатации, применяются для ВЛ напряжением до 220 кВ включительно в районах лесоразработок или близких к ним. Основным недостатком таких опор - подверженность древесины гниению. Для увеличения срока службы опор древесину просушивают и пропитывают антисептиками, препятствующими развитию процесса гниения.

Вследствие ограниченной строительной длины древесины, опоры выполняют составными (рис 1.4,а). Деревянную стойку 1 сочленяют металлическими бандажами 2 с железобетонной приставкой 3. Нижняя часть приставки заглубляется в грунте. Опоры, соответствующие рис. 1.4,а, применяются на напряжение до 10 кВ включительно. На более высокие напряжения опоры из древесины выполняют П-образными (портальными). Такая опора показана на рис. 1.4,б.

Следует отметить, что в современных условиях необходимости сохранения лесов целесообразно сокращение применения опор из древесины.

Железобетонные опоры состоят из железобетонной стойки 1 и траверс 2 (рис. 1.4,в). Стойка представляет собой пустотелую конусную трубу с малым наклоном образующих конуса. Нижняя часть стойки заглубляется в грунте. Траверсы изготавливаются из стального оцинкованного проката. Эти опоры долговечнее опор из древесины, просты в обслуживании, требуют меньше металла, чем стальные опоры.

Основные недостатки опор из железобетона: большой вес, затрудняющий транспортировку опор в труднодоступные места трассы ВЛ, и относительно малая прочность бетона на изгиб.

Для увеличения прочности опор на изгиб при изготовлении железобетонной стойки используется предварительно напряженная (растянутая) стальная арматура.

Для обеспечения высокой плотности бетона при изготовлении стоек опор применяют *виброуплотнение и центрифугирование* бетона.

Стойки опор ВЛ напряжением до 35 кВ выполняют из вибробетона, при более высоких напряжениях - из центрифугированного бетона.

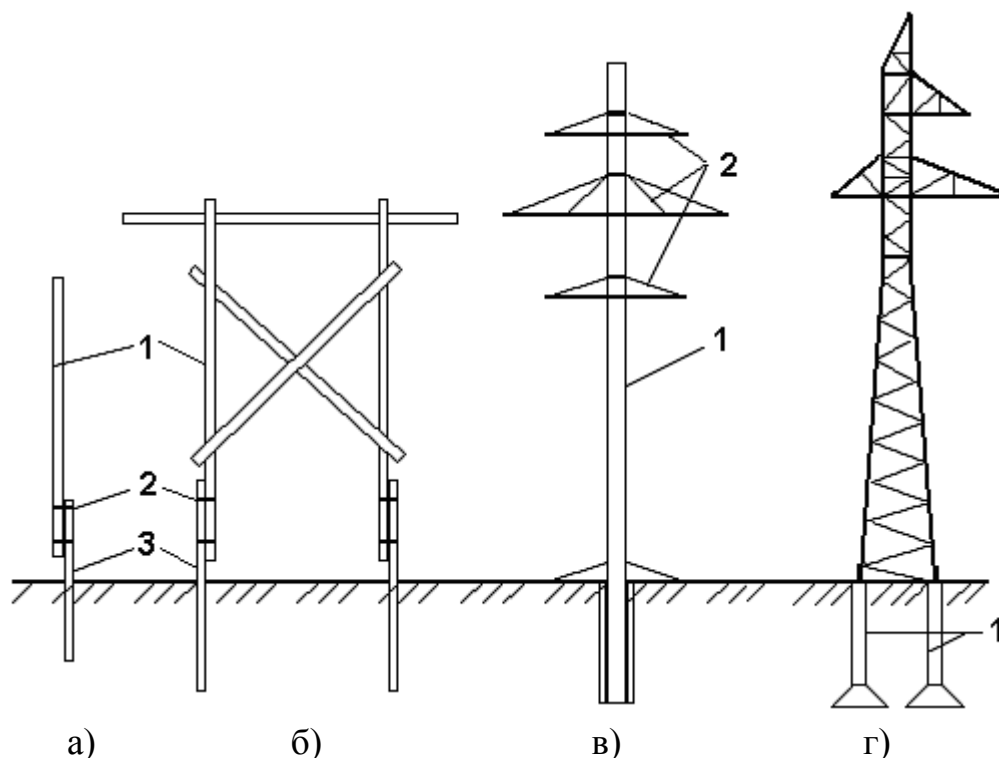


Рис. 1.4. Промежуточные опоры ВЛ

Стальные опоры обладают высокой механической прочностью и большим сроком службы. Эти опоры с помощью сварки и болтовых соединений собираются из отдельных элементов, поэтому имеется возможность создания опор практически любой конструкции (рис. 1.4,г). В отличие от опор из древесины и железобетона металлические опоры устанавливаются на железобетонных фундаментах 1.

Стальные опоры являются дорогими. Кроме того, сталь подвержена коррозии. Для увеличения срока службы опор их покрывают антикоррозийными составами и окрашивают. Очень эффективной против коррозии является горячая оцинковка стальных опор.

Опоры из алюминиевых сплавов эффективны при сооружении ВЛ в условиях труднодоступных трасс. Вследствие стойкости алюминия к коррозии, эти опоры не нуждаются в антикоррозийном покрытии. Однако высокая стоимость алюминия существенно ограничивает возможности использования таких опор.

При прохождении по определенной территории воздушная линия может менять направление, пересекать различные инженерные

сооружения и естественные преграды, подключаться к шинам распределительных устройств подстанций. На рис. 1.5 показан вид сверху фрагмента трассы ВЛ. Из этого рисунка видно, что разные опоры работают в разных условиях и, следовательно, должны иметь отличающуюся конструкцию. По конструктивному исполнению опоры делятся:

на промежуточные (опоры 2, 3, 7), устанавливаемые на прямом участке ВЛ;

угловые (опора 4), устанавливаемые на поворотах трассы ВЛ;

концевые (опоры 1 и 8), устанавливаемые в начале и конце ВЛ;

переходные (опоры 5 и 6), устанавливаемые в пролете пересечения воздушной линией какого-либо инженерного сооружения, например железной дороги.

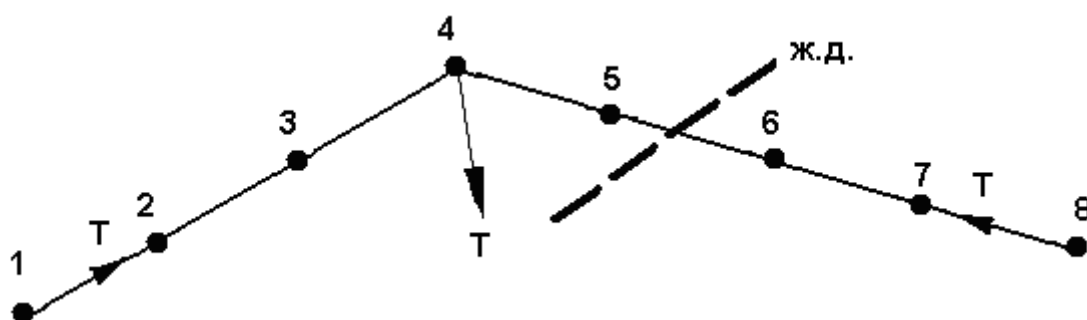


Рис. 1.5. Фрагмент трассы ВЛ

Промежуточные опоры предназначены для поддержания проводов на прямом участке ВЛ. Провода с этими опорами не имеют жесткого соединения, так как крепятся с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. На эти опоры действуют силы тяжести проводов, тросов, гирлянд изоляторов, гололеда, а также ветровые нагрузки. Примеры промежуточных опор приведены на рис. 1.4.

На концевые опоры дополнительно воздействует сила тяжения T проводов и тросов, направленная вдоль линии (рис. 1.5). На угловые опоры дополнительно воздействует сила тяжения T проводов и тросов, направленная по биссектрисе угла поворота ВЛ.

Переходные опоры в нормальном режиме ВЛ выполняют роль промежуточных опор. Эти опоры принимают на себя тяжение проводов и тросов при их обрыве в соседних пролетах и исключают недопустимое провисание проводов в пролете пересечения.

Концевые, угловые и переходные опоры должны быть достаточно жесткими и не должны отклоняться от вертикального

положения при воздействии на них силы тяжения проводов и тросов. Такие опоры выполняются в виде жестких пространственных ферм или с применением специальных тросовых растяжек и называются *анкерными опорами*. Провода с анкерными опорами имеют жесткое соединение, так как крепятся с помощью натяжных гирлянд изоляторов.

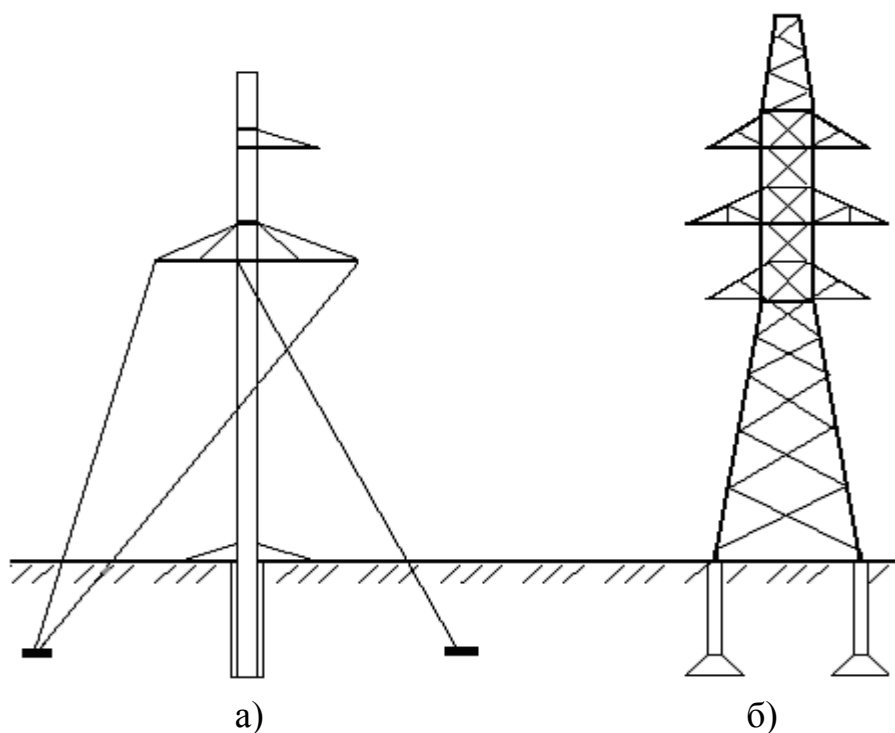


Рис. 1.6. Анкерные угловые опоры ВЛ

Анкерные опоры из древесины выполняются А-образными при напряжениях до 10 кВ и АП-образными при более высоких напряжениях. Железобетонные анкерные опоры имеют специальные тросовые растяжки (рис. 1.6,а). Металлические анкерные опоры имеют более широкую базу (нижнюю часть), чем промежуточные опоры (рис. 1.6,б).

По количеству проводов, подвешиваемых на одной опоре, различают *одноцепные и двухцепные опоры*. На одноцепных опорах подвешивается три провода (одна трехфазная цепь), на двухцепных - шесть проводов (две трехфазных цепи). Одноцепные опоры приведены на рис. 1.4,а,б,г и рис. 1.6,а; двухцепные - на рис. 1.4,в и рис. 1.6,б.

Двухцепная опора по сравнению с двумя одноцепными является более дешевой. Надежность передачи электроэнергии по двухцепной линии несколько ниже, чем по двум одноцепным.

Опоры из древесины в двухцепном исполнении не изготавливаются. Опоры ВЛ напряжением 330 кВ и выше изготавливаются только в одноцепном исполнении с горизонтальным расположением проводов (рис. 1.7). Такие опоры изготавливаются П-образными (портальными) или V-образными с тросовыми растяжками.

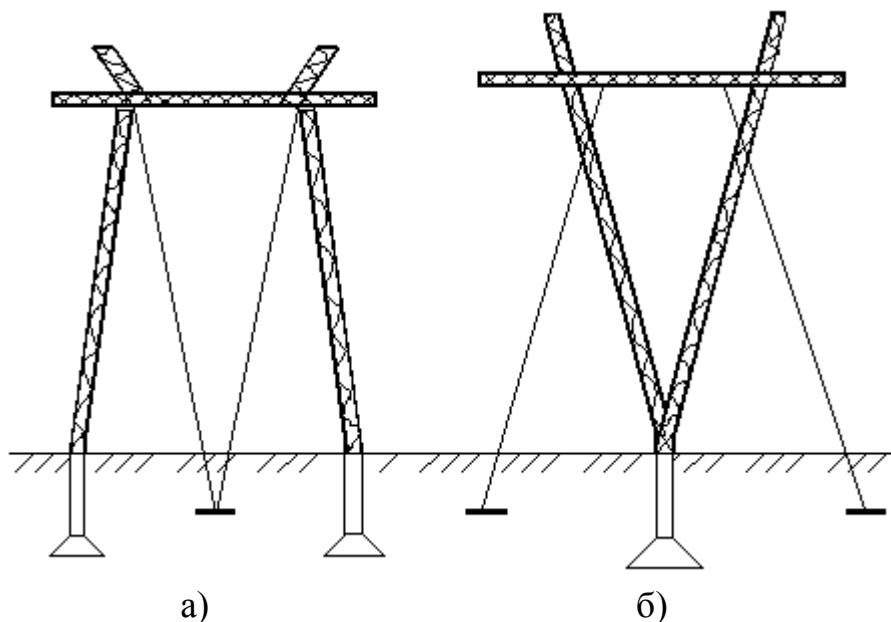


Рис. 1.7. Опоры ВЛ напряжением 330 кВ и выше

Среди опор ВЛ отдельно выделяются опоры, имеющие *специальную конструкцию*. Это ответвительные, повышенные и транспозиционные опоры. *Ответвительные* опоры предназначены для промежуточного отбора мощности от ВЛ. *Повышенные* опоры устанавливаются в больших пролетах, например, при переходе через широкие судоходные реки. На *транспозиционных* опорах осуществляется транспозиция проводов.

Несимметричное расположение проводов на опорах при большой длине ВЛ приводит к несимметрии напряжений фаз. Симметрирование фаз за счет изменения взаимного расположения проводов на опоре называется *транспозицией*. Транспозиция предусматривается на ВЛ напряжением 110 кВ и выше длиной более 100 км и осуществляется на специальных транспозиционных опорах. Провод каждой фазы проходит первую треть длины ВЛ на одном, вторую треть - на другом и третью - на третьем месте. Такое перемещение проводов называется полным циклом транспозиции (рис. 1.8).

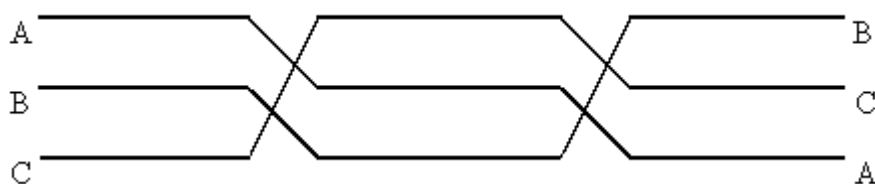


Рис. 1.8. Транспозиция проводов (полный цикл)

Все опоры ВЛ унифицированы. Унификация означает объединение опор ВЛ в единую систему конструкций, сокращение типоразмеров опор и устанавливает для каждой опоры область ее применения. В маркировке унифицированной опоры указываются:

вид опоры (П - промежуточная, У - анкерно-угловая, С - специальная);

материал опоры (Д - дерево, Б - железобетон, у стальных опор буква отсутствует);

номинальное напряжение;

номер опоры, характеризующий область ее применения и количество цепей на опоре (четная цифра соответствует двухцепной опоре, нечетная - одноцепной).

Например, опора ПБ110-4 - это промежуточная (П), железобетонная (Б) опора, на номинальное напряжение 110 кВ, двухцепная (4).

В технических характеристиках опоры указываются районы по гололеду и ветру, в которых может использоваться опора, диапазон сечений проводов и массогабаритные показатели опоры.

1.4. Изоляторы воздушных линий

Изоляторы предназначены для изоляции находящихся под напряжением проводов ВЛ от конструктивных частей опоры. Изоляторы ВЛ работают в естественных климатических условиях и подвержены как электрическим, так и механическим воздействиям. Основными требованиями, предъявляемыми к изоляторам, являются: высокая электрическая и механическая прочность, экономичность и стойкость к воздействию внешней среды. Для изготовления изоляторов используются *фарфор* и *закаленное стекло*.

Конструктивно изоляторы ВЛ изготавливаются двух основных типов: *штыревые* и *подвесные*. Штыревые изоляторы (рис 1.9,а)

применяются для ВЛ напряжением до 20 кВ и представляют собой монолитное тело 1 специальной формы с канавками для укладки провода и посадочным местом для металлического штыря или крюка 2. К штыревым изоляторам провода привязываются мягкой проволокой того же металла, что и сам провод.

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше применяются подвесные изоляторы (рис. 1.9,б). Такой изолятор состоит из изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, стального стержня 3. Шапка и стержень с изолирующей частью соединяются цементной связкой 4.

В верхней части чугунной шапки имеется гнездо, совпадающее по форме с нижней головкой стального стержня. Эти элементы позволяют собирать подвесные изоляторы в гибкие гирлянды. Гирлянды изоляторов удобны при монтаже и эксплуатации в связи с несложной заменой поврежденного изолятора в гирлянде.

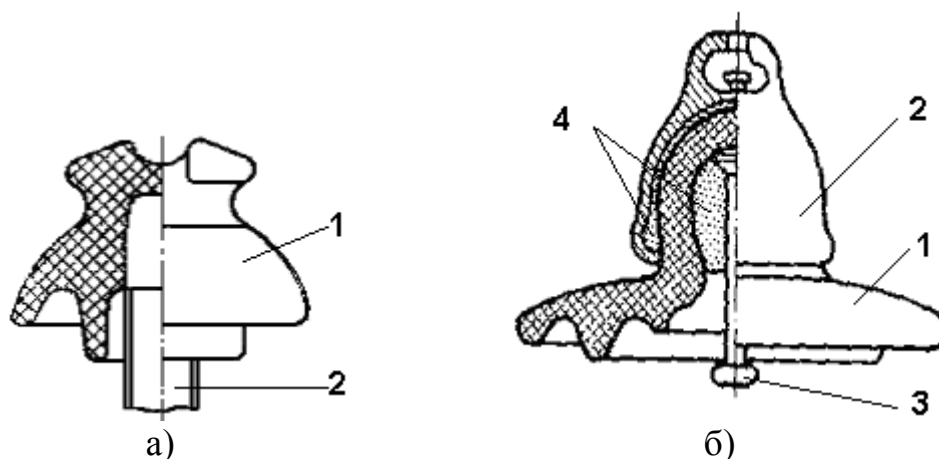


Рис. 1.9. Изоляторы воздушных линий электропередачи

В буквенном обозначении изолятора указывается его тип (П - подвесной, Ш - штыревой), материал (С - стеклянный, Ф - фарфоровый). В цифровом обозначении изолятора указывается разрушающая механическая нагрузка. Например: ПФ-60 – изолятор подвесной, фарфоровый, с разрушающей механической нагрузкой 60 кН.

На промежуточных опорах ВЛ гирлянды называются *поддерживающими*. Эти гирлянды работают в вертикальном положении, поддерживают провод, воспринимая собственный вес, вес провода и гололеда.

На анкерных опорах гирлянды называются *натяжными*. Такие гирлянды работают практически в горизонтальном положении и воспринимают дополнительно тяжение провода. Натяжные гирлянды работают в более тяжелых условиях, чем поддерживающие. На

ответственных участках ВЛ для повышения надежности применяют сдвоенные гирлянды изоляторов.

Количество изоляторов в гирлянде определяется, главным образом, напряжением ВЛ.

Для ВЛ напряжением 500 кВ и выше масса изоляторов достигает 1...2 т, что усложняет их монтаж, эксплуатацию и создает большие дополнительные нагрузки на опоры. Для ВЛ сверхвысоких напряжений разрабатываются *синтетические полимерные изоляторы*, масса которых на порядок меньше массы изоляторов из стекла или фарфора.

1.5. Арматура воздушных линий

Арматура ВЛ делится на сцепную, соединительную и защитную. *Сцепная арматура* служит для крепления проводов к гирляндам изоляторов и крепления гирлянд изоляторов к траверсам опор. Сцепная арматура изготавливается из оцинкованной стали. Номенклатура сцепной арматуры достаточно разнообразна. Основные ее элементы рассматриваются ниже.

На ВЛ с гирляндами изоляторов провода укладываются в специальные *зажимы*. Зажимы, как и гирлянды, подразделяются на *поддерживающие и натяжные*. Поддерживающие глухие зажимы (рис. 1.10,а) обеспечивают жесткое крепление провода за счет нажимных плашек и U-образных болтов. Иногда применяются поддерживающие зажимы с ограниченной прочностью заделки провода. Такие зажимы при обрыве провода допускают его проскальзывание, уменьшая тем самым одностороннее тяжение провода на промежуточные опоры.

На анкерных опорах применяются натяжные зажимы, воспринимающие полное тяжение провода. В этих зажимах провод крепится наглухо. Различают болтовые, прессуемые и клиновые натяжные зажимы. В болтовых зажимах крепление провода осуществляется с помощью нажимных плашек и U-образных болтов (рис. 1.10,б). Такие зажимы используются для проводов сечением до 500 мм².

В прессуемых зажимах опрессовывается часть зажима вокруг провода (рис. 1.10,в). Эти зажимы состоят из стального анкера 1, в котором по длине l_1 опрессовывается стальной сердечник провода, и алюминиевого корпуса 2, в котором по длине l_2 опрессовывается алюминиевая часть провода со стороны пролета, а по длине l – один конец соединительного шлейфа между двумя натяжными зажимами

анкерной опоры. Прессуемые зажимы используются для проводов сечением 300 мм^2 и более.

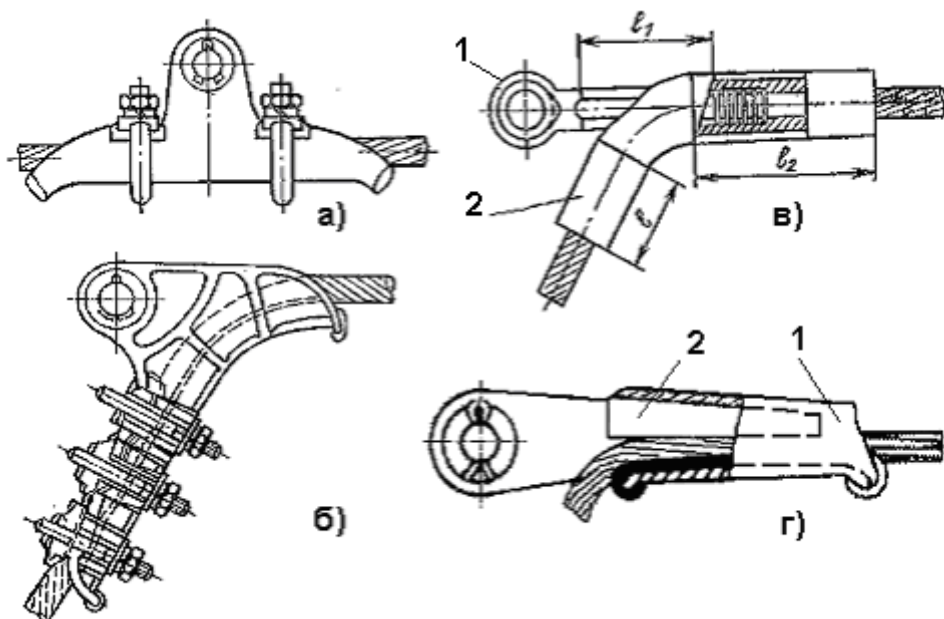


Рис. 1.10. Поддерживающий зажим (а) и натяжные зажимы (б,в,г)

Клиновые зажимы (рис. 1.10,г) используются для крепления проводов и стальных грозозащитных тросов. В этих зажимах провод или трос под действием тяжения заклинивается между телом зажима 1 и клином 2.

На рис. 1.11,а приведена гирлянда изоляторов с основными элементами сцепной арматуры. К траверсе 1 крепится U-образная скоба 2 (рис. 1.11,б), на которую предварительно надевается *серьга* 3 (рис. 1.11,в). Нижний конец серьги вставляется в гнездо шапки верхнего изолятора 4. Со стержнем нижнего изолятора 5 соединяется *ушко* 6 (рис. 1.11,г), имеющее в верхней части специальное гнездо. Нижняя часть ушка, имеющая отверстие, соединяется с помощью стального пальца с зажимом 7, имеющим в верхней части отверстие такого же размера.

Надежность соединений серьги с изолятором, ушка с изолятором и изоляторов между собой обеспечивается специальными замками. Соединение ушка с зажимом запирается шплинтом.

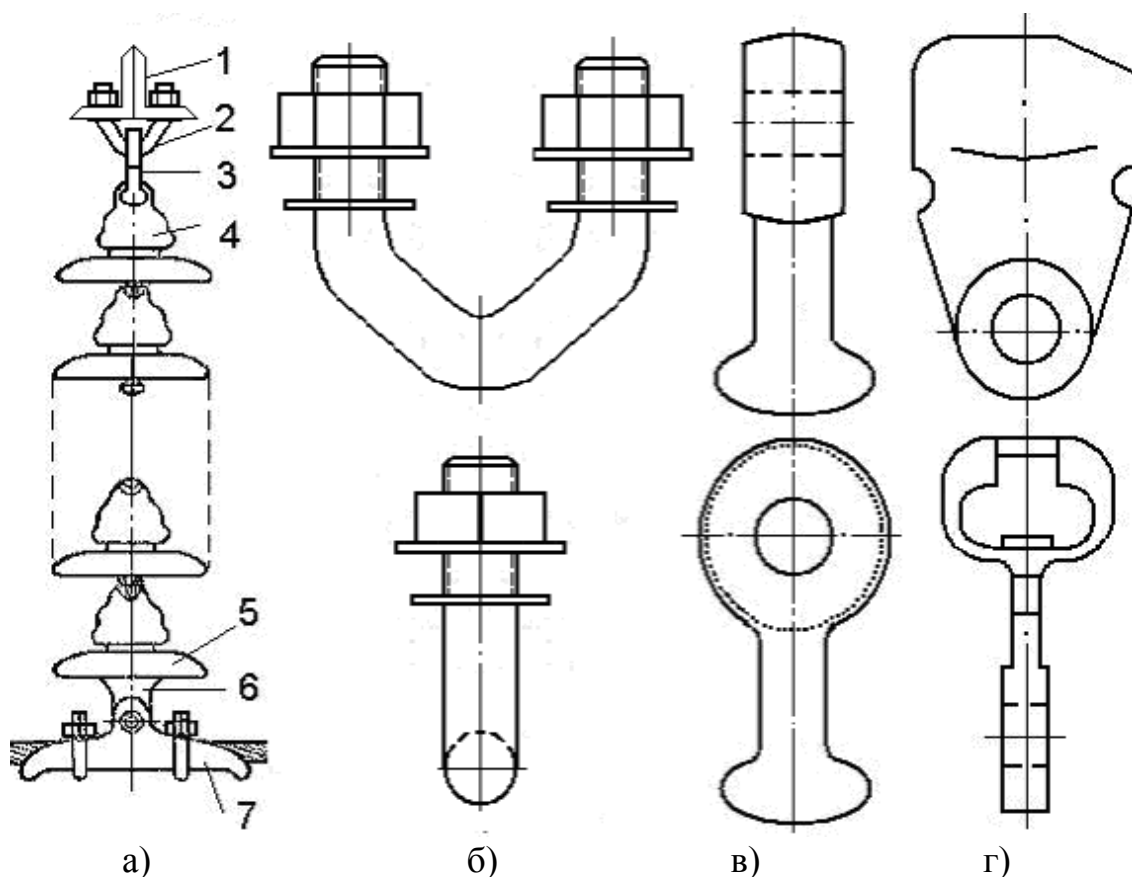


Рис. 1.11. Гирлянда изоляторов (а) и элементы цепной арматуры (б,в,г)

Соединительная арматура ВЛ предназначена для соединения отдельных кусков провода при его монтаже и эксплуатации. Сталеалюминиевые провода сечением до 185 мм^2 соединяются с помощью *овальных соединителей*, представляющих собой алюминиевую трубку овального сечения. В эту овальную трубку с разных сторон вставляются концы соединяемых проводов и с помощью специальных переносных клещей производится скручивание соединителя (рис. 1.12,а) или его обжатие (рис. 1.12,б). Скручивание соединителя применяется для проводов сечением до 95 мм^2 , обжатие - для проводов сечением до 185 мм^2 .

Для повышения надежности соединения и обеспечения надежного электрического контакта короткие концы соединяемых проводов, выходящие из соединителя, сваривают с помощью термитной сварки (рис. 1.12,г).

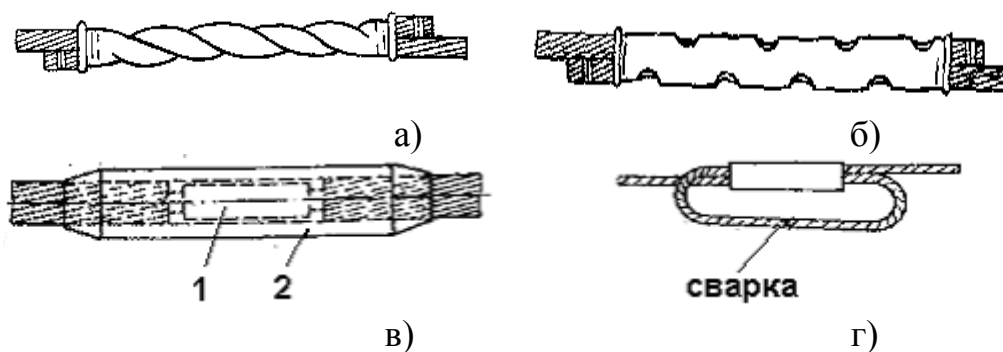


Рис. 1.12. Соединение проводов

Сталеалюминиевые провода сечением 240 мм^2 и более соединяются с помощью *прессуемых соединителей*, состоящих из двух трубок - стальной и алюминиевой (рис. 1.12,в). С помощью стальной трубки 1 опрессовываются концы стальных сердечников соединяемых проводов, с помощью алюминиевой трубки 2, накладываемой поверх стальной, опрессовываются алюминиевые части соединяемых проводов.

На анкерных опорах соединение шлейфов, идущих от натяжных зажимов, осуществляется с помощью термитной сварки, обеспечивающей надежный электрический контакт.

Защитная арматура ВЛ. В результате воздействия ветра на провод при определенных условиях возникают колебания провода с большой частотой (5...60 Гц) и малой амплитудой (2...3 см). Это явление называется *вибрацией* проводов. Вибрация приводит к периодическим изгибам провода в месте его крепления в зажиме и, как следствие, к излому отдельных проволок и обрыву провода.

Для предотвращения опасных последствий вибрации применяют *гасители вибрации*, поглощающие энергию вибрирующих проводов. Гаситель вибрации показан на рис. 1.13,а и представляет собой два стальных груза 1, укрепленных на стальном тросике 2. Гаситель крепится к проводу болтовым зажимом 3. Устанавливаются гасители вибрации по обе стороны от гирлянды изоляторов на расстоянии 0,5...1 м от гирлянды (рис. 1.13,б).

На ВЛ напряжением 330 кВ и выше каждая фаза выполняется расщепленной, т.е. состоящей из нескольких проводов. Между проводами одной фазы устанавливают *дистанционные распорки*, предотвращающие схлестывание отдельных проводов фазы (рис. 1.13,в).

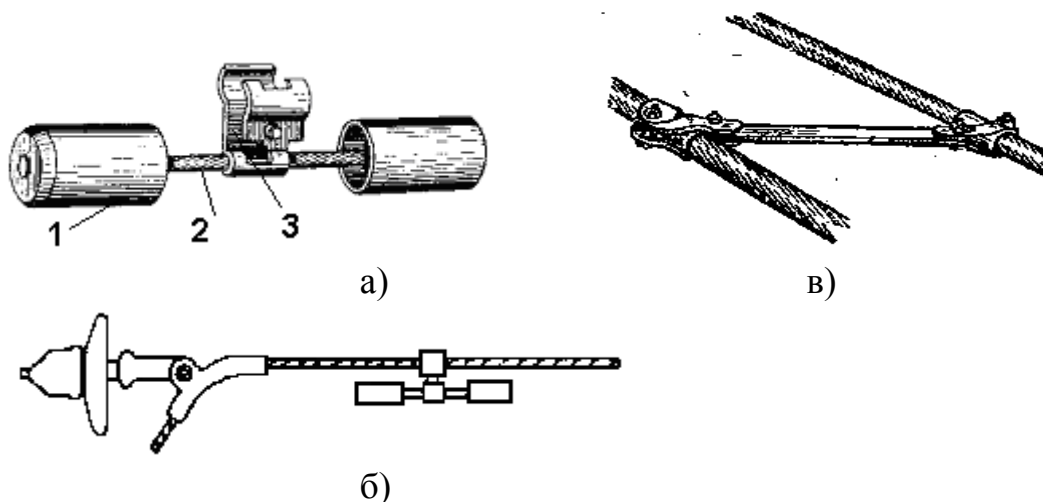


Рис. 1.13. Гасители вибрации (а, б) и дистанционная распорка (в)

Контрольные вопросы к разделу 1

1. Дать определение ВЛ.
2. Назвать основные геометрические характеристики ВЛ.
3. На какие напряжения выполняются ВЛ?
4. Из каких элементов состоит ВЛ?
5. Назвать конструкции проводов ВЛ.
6. Назвать стандартные сечения проводов ВЛ.
7. Какое назначение имеет грозозащитный трос? Назвать материал и сечения тросов.
8. Пояснить бувенно-цифровое обозначение провода.
9. Какую конструкцию имеют СИП?
10. Какая изоляция применяется в СИП?
11. Каковы основные преимущества и недостатки СИП?
12. Пояснить назначение опор ВЛ. Назвать основные материалы, используемые для опор.
13. Перечислить достоинства и недостатки опор из различных материалов.
14. Пояснить буквенно-цифровое обозначение опоры ВЛ.
15. Классифицировать опоры по конструктивному исполнению.
16. Назвать опоры специальной конструкции.
17. Что такое унификация опор ВЛ?
18. Пояснить термин “транспозиция проводов”.
19. Пояснить буквенно-цифровое обозначение изоляторов.
20. Назвать основные материалы, из которых изготавливаются изоляторы.

20. Какие конструкции изоляторов применяются на ВЛ?
21. Дать классификацию линейной арматуры ВЛ.
22. Назвать основные элементы цепной арматуры.
23. Какие зажимы применяются для крепления проводов и тросов?
24. Как осуществляется соединение проводов ВЛ?
25. Какая защитная арматура применяется на ВЛ?

2. Конструкции кабельных линий

2.1. Общие сведения

Кабельная линия электропередачи (КЛ) состоит из одного или нескольких кабелей и кабельной арматуры для соединения кабелей и для присоединения кабелей к электрическим аппаратам или шинам распределительных устройств.

В отличие от ВЛ кабели прокладываются не только на открытом воздухе, но и внутри помещений, в земле и воде. Поэтому КЛ подвержены воздействию влаги, химической агрессивности воды и почвы, механическим повреждениям при проведении земляных работ и смещении грунта во время ливневых дождей и паводков. Конструкция кабеля должна предусматривать защиту от указанных воздействий.

По величине номинального напряжения кабели делятся на кабели *низкого напряжения* (до 1 кВ), кабели *среднего напряжения* (6...35 кВ), кабели *высокого напряжения* (110 кВ и выше). По роду тока различают кабели *переменного и постоянного тока*.

Кабели выполняются *одножильными, двухжильными, трехжильными, четырехжильными и пятижильными*. Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными - кабели постоянного тока; трехжильными - кабели среднего напряжения.

Кабели низкого напряжения выполняются с количеством жил до пяти. Такие кабели могут иметь одну, две или три фазных жилы, а также нулевую рабочую жилу N и нулевую защитную жилу PE или совмещенную нулевую рабочую и защитную жилу PEN.

По материалу токопроводящих жил различают кабели с *алюминиевыми и медными жилами*. В силу дефицитности меди наибольшее распространение получили кабели с алюминиевыми жилами. В качестве изоляционного материала используется *кабельная бумага, пропитанная маслоканифольным составом, пластмасса и*

резина. Различают кабели с нормальной пропиткой, обедненной пропиткой и пропиткой нестекающим составом. Кабели с обедненной или нестекающей пропиткой прокладывают по трассе с большим перепадом высот или по вертикальным участкам трассы.

Кабели высокого напряжения выполняются *маслонаполненными* или *газонаполненными*. В этих кабелях бумажная изоляция заполняется маслом или газом под давлением.

Защита изоляции от высыхания и попадания воздуха и влаги обеспечивается наложением на изоляцию герметичной оболочки. Защита кабеля от возможных механических повреждений обеспечивается броней. Для защиты от агрессивности внешней среды служит наружный защитный покров.

2.2. Кабели напряжением до 35 кВ

Наиболее широко применяемыми в системах электроснабжения являются кабели на номинальное напряжение до 35 кВ включительно. На рис. 2.1,а приведен поперечный разрез кабеля напряжением 6...10 кВ. Общий вид такого кабеля показан на рис. 2.1,б.

Токопроводящие жилы 1 выполняются сегментообразными для придания кабелю цилиндрической формы. Жилы кабеля, как правило, многопроволочные, для небольших сечений - монолитные. Каждая жила имеет свою фазную изоляцию 2. Все три жилы имеют поясную (общую) изоляцию 3. Бумажно-джутовые заполнители 8 служат, как и сегментообразные жилы, для придания кабелю цилиндрической формы. Герметичная оболочка 4 служит для защиты изоляции кабеля от высыхания и попадания влаги. Подушка 5 служит для защиты герметичной оболочки от механических повреждений броней 6, которая защищает кабель от механических повреждений. Наружный защитный покров 7 защищает стальную броню от агрессивности внешней среды.

Дополнительное усиление фазной изоляции общей (поясной) изоляцией объясняется следующим образом. Кабельные сети напряжением 6...35 кВ работают с изолированной нейтралью и могут длительно работать в режиме замыкания одной фазы на землю. В нормальном режиме работы кабеля напряжение между каждой фазой и землей (металлической герметичной оболочкой) равно фазному напряжению, а напряжение между фазами - линейному.

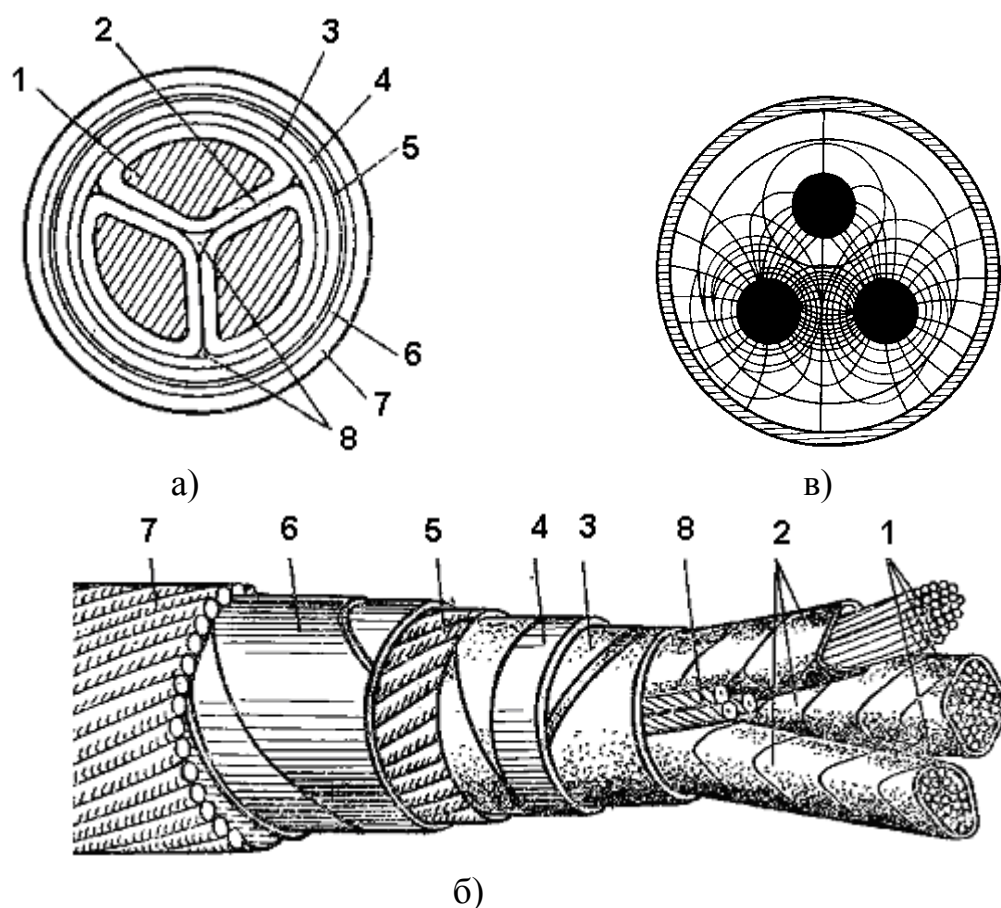


Рис. 2.1. Конструкция кабеля на напряжение 10 кВ

При допущении, что поясной изоляции нет, между фазами имеем двойной слой фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, а между фазой и землей - один слой изоляции, рассчитанной на фазное напряжение.

При замыкании одной фазы на землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а напряжения относительно земли двух других фаз увеличиваются до линейного напряжения. Следовательно, изоляцию каждой фазы относительно земли необходимо выполнить не на фазное, а на линейное напряжение. При наличии общей поясной изоляции такой необходимости нет. Между жилами имеются два слоя фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, между жилой и землей - тоже два слоя изоляции (слой фазной и слой поясной изоляции), рассчитанной на линейное напряжение.

Электрическое поле кабеля с общей металлической оболочкой не является однородным (рис. 2.1,в). Силовые линии имеют различные углы наклона к слоям бумажной изоляции. Электрическая прочность слоистой бумажной изоляции в продольном направлении на порядок меньше, чем в поперечном. При относительно небольших

напряжениях (до 10 кВ) еще можно выполнить экономически целесообразную конструкцию кабеля. При напряжениях более 10 кВ увеличение толщины изоляции из-за неоднородности электрического поля становится экономически нецелесообразным.

Кабели на напряжение 20...35 кВ выполняют с отдельно свинцованными или отдельно экранированными жилами (рис. 2.2,а). Жилы 1 кабеля имеют круглую форму. Каждая фаза кабеля поверх бумажной изоляции фазы 2 имеет свою свинцовую оболочку 3 или слой тонкой перфорированной меди или металлизированной бумаги. Междужазное заполнение кабельной пряжей 4 обеспечивает кабелю цилиндрическую форму. Стальная проволоочная броня 5 и наружный защитный покров 6 выполняют те же функции, что и у кабелей 6...10 кВ.

Отдельная свинцовая оболочка или отдельный экран у каждой жилы создают эквипотенциальные поверхности вокруг изоляции каждой жилы и, следовательно, выравнивают электрическое поле и делают его радиальным по отношению к слоям бумажно-масляной изоляции (рис. 2.2,б). Толщина фазной изоляции меньше, чем требовалось бы при неоднородном электрическом поле, конструкция кабеля получается экономически целесообразной.

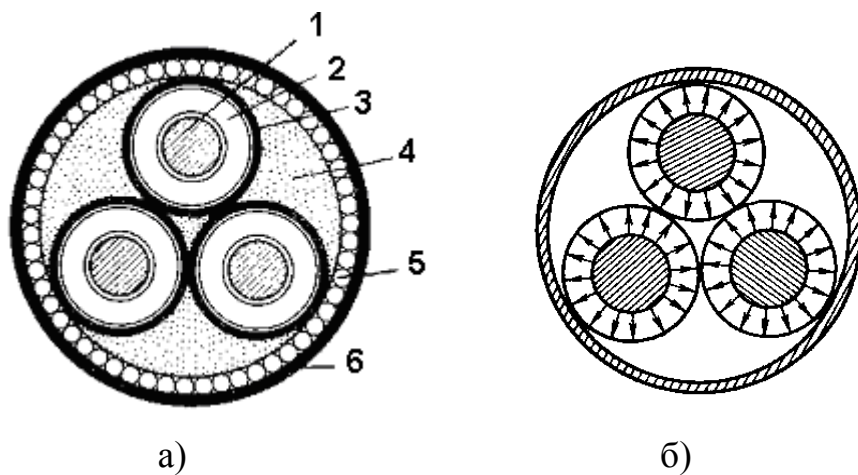


Рис. 2.2. Конструкция кабеля на напряжение 20...35 кВ

В буквенно-цифровом обозначении кабеля отражается материал жил, изоляции, наличие тех или иных защитных оболочек, указывается номинальное напряжение кабеля, количество и сечения токоведущих жил. В табл. 2.1 приведена расшифровка основных букв, используемых в маркировке кабелей.

Наличие буквы Ц (первая колонка табл.2.1) означает пропитку бумажной изоляции нестекающим церезином. Нормальная пропитка не маркируется.

Буква А (вторая колонка) указывает, что жилы кабеля выполнены из алюминия. Медные жилы в маркировке кабеля не указываются.

Т а б л и ц а 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Ц	А	О	С	П	Б	л	Г
			А	В	К	2л	Шв
			П	Р	П	в	Шп
			В				н
			Р				
			Н				

Буква О (третья колонка) указывает, что каждая жила кабеля имеет собственную свинцовую оболочку или экран (отдельно освинцованные или отдельно экранированные жилы).

Буквы С или А четвертой колонки обозначают металлическую (свинцовую или алюминиевую) герметичную оболочку. Буквы П, В и Р этой же колонки обозначают соответственно полиэтиленовую, поливинилхлоридную и резиновую герметичные оболочки. Буква Н соответствует найритовой (негорючей) оболочке.

Пятая колонка букв характеризует материал изоляции кабеля. Буквы П, В и Р указывают, что изоляция выполнена из полиэтилена, поливинилхлорида и резины соответственно. Бумажно-масляная изоляция в маркировке кабеля не указывается.

Шестая колонка букв характеризует тип брони: Б - броня из стальных лент, К - из круглых проволок, П - из плоских проволок. Проволочная броня применяется у кабелей, работающих при значительных растягивающих усилиях.

Буквы седьмой колонки указывают на способ выполнения подушки под броней: л - один слой, 2л - два слоя пластмассовых лент, в - шланг из поливинилхлорида.

Восьмая колонка букв характеризует наличие или отсутствие наружных защитных покровов. Отсутствие наружного покрова обозначается буквой Г (кабель голый); буквы Шв (Шп) означают наличие наружного защитного покрова из поливинилхлоридного

(полиэтиленового) шланга; буква "н" обозначает негорючий наружный покров. Кабели с покровами Шв и Шп применяются при высокой коррозионной активности грунта. Наружный защитный покров из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи не маркируется.

В цифровом обозначении кабеля указываются его номинальное напряжение, количество и сечения жил. Например, АСБ10(3х95) кабель на напряжение 10 кВ, с тремя алюминиевыми жилами сечением 95 мм², бумажно-масляной изоляцией, свинцовой герметичной оболочкой, бронированный стальными лентами, с наружным защитным покровом из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи.

2.3. Кабели напряжением 110 кВ и выше

Пропитка кабельной бумаги маслоканифольным составом не исключает появления в изоляции воздушных включений, которые существенно снижают электрическую прочность изоляции. Улучшение качества изоляции кабелей на напряжения 110 кВ и выше достигается специальной технологией их изготовления. Такие кабели изготавливаются одножильными.

На напряжения 110 кВ и выше кабели выполняются маслонаполненными и представляют собой достаточно сложное техническое сооружение. Различают маслонаполненные кабели низкого (до 0,05 МПа) и высокого (1...1,5 МПа) давления. Первые изготавливаются на напряжения 110...220 кВ, вторые - до 500 кВ.

Конструкция маслонаполненного кабеля низкого давления показана на рис. 2.4,а. Кабель имеет полую токопроводящую жилу 2, скрученную из отдельных медных проволок. Внутри жилы имеется канал 1, заполненный маслом под давлением, что исключает возможность образования пустот в бумажной изоляции 4 и значительно повышает ее электрическую прочность. По поверхности жилы накладывается экран 3 из полупроводящей бумаги. Такой же экран накладывается поверх бумажной изоляции. Далее идет свинцовая герметичная оболочка 5, подушка 6 из поливинилхлоридных лент, медные ленты 7, усиливающие свинцовую оболочку, броня 8 и наружный защитный покров 9. Маслопроводящий канал через специальные муфты соединяется с расположенными вдоль трассы баками давления.

Конструкция маслонаполненного кабеля высокого давления показана на рис. 2.4,б. Все три фазы уложены в стальной трубопровод 1, поверх которого имеется антикоррозийное покрытие 7. Стальной трубопровод, являющийся защитой от механических повреждений, заполнен маслом 6 под избыточным давлением. Токоведущие жилы 4 из медных проволок имеют бумажную изоляцию 3 с вязкой пропиткой. Поверх изоляции наложен экран 2 из медных лент. Полукруглые проволоки скольжения 5 служат для механической защиты изоляции от повреждений при протягивании кабеля в стальной трубопровод.

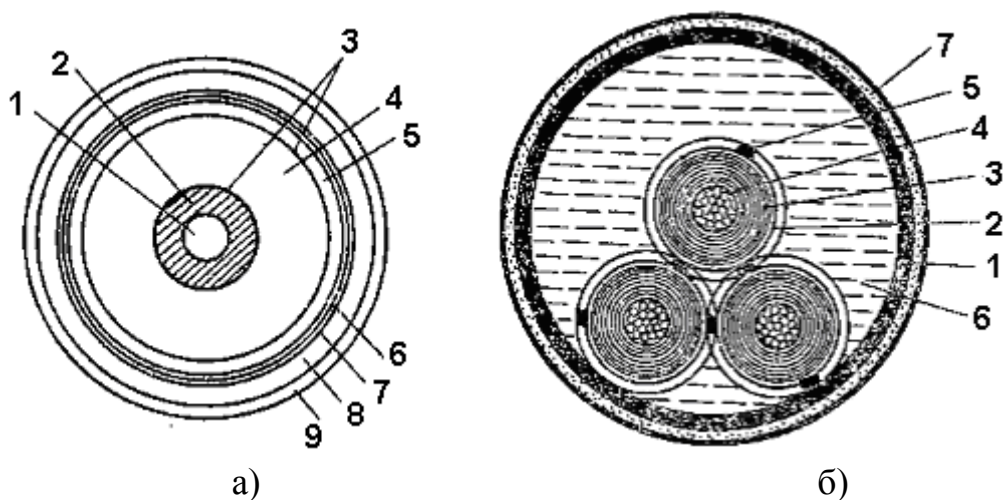


Рис. 2.4. Конструкции маслонаполненных кабелей низкого (а) и высокого (б) давления

2.4. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена

В настоящее время электротехнической промышленностью освоен выпуск кабелей с изоляцией из *сшитого полиэтилена*. Благодаря своей молекулярной структуре, такая изоляция обладает очень высокими термомеханическими свойствами и большой стойкостью к воздействию солнечной радиации и атмосферы.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 6...10 кВ изготавливаются как трехжильными, так и одножильными. На напряжения 35...500 кВ такие кабели изготавливаются одножильными. Конструкция одножильного кабеля на напряжение 10 кВ показана на рис. 2.3. Многопроволочная токоведущая жила 1 покрыта полупроводящей пластмассой 2. Изоляция из сшитого полиэтилена 3 также покрыта слоем полупроводящей пластмассы 4. Поверх экрана 5,

выполненного из медных проволок, накладывается пластмассовая оболочка 6.

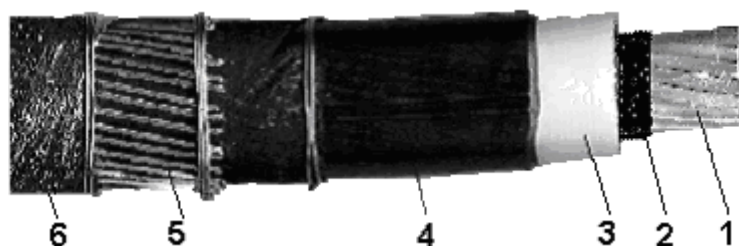


Рис. 2.3. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

В буквенном обозначении таких кабелей указывается материал жилы (А – алюминиевая, отсутствие буквы – медная); материал изоляции (Пв – сшитый полиэтилен); материал оболочки (П – полиэтилен, В – поливинилхлорид). У кабелей с усиленной полиэтиленовой оболочкой в конце обозначения ставится прописная буква «у»; у кабелей с дополнительной герметизацией – буква «г». В цифровом обозначении кабеля указывается количество и сечение жил, сечение экрана и номинальное напряжение.

Благодаря высоким термомеханическим свойствам, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена допускают большие токовые нагрузки, чем кабели с бумажной пропитанной, обычной пластмассовой и резиновой изоляцией. Длительно допустимая температура жилы кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 90°С, для кабелей с бумажномасляной изоляцией - 60°С.

Для сравнения в табл. 2.2 приведены величины допустимых токов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажномасляной изоляцией. Сравнимые кабели имеют алюминиевые жилы, номинальное напряжение 10 кВ, одинаковый способ прокладки (в земляной траншее).

Т а б л и ц а 2.2

Изоляция кабеля	Допустимый ток при сечении жилы, мм ²							
	35	50	70	95	120	150	185	240
Сшитый полиэтилен	145	170	210	250	280	320	360	415
бумажно- масляная	115	140	165	205	240	275	310	355

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена изготавливаются с сечением токоведущих жил до 1000 мм².

2.5. Кабельная арматура

Кабельная арматура предназначена для соединения отдельных кусков кабеля при выполнении монтажных и ремонтных работ, а также для подключения кабелей к различным электрическим аппаратам и шинам распределительных устройств.

Для соединения кабелей служат *соединительные муфты*. Подключение кабелей к аппаратуре на открытом воздухе и внутри помещений осуществляется с помощью *концевых муфт* и *концевых заделок* соответственно.

Соединяемые концы кабелей *разделяются*, т.е. последовательно со сдвигом 2...3 см удаляются все слои: наружная защитная оболочка, броня, подушка под броней и т.д. до токоведущей жилы. Одноименные жилы разделанных концов кабелей соединяются с помощью опрессовки в гильзах, пайки в гильзах или термитной сварки. После соединения жил восстанавливается фазная изоляция. Место соединения кабелей помещают в соединительную муфту. Для кабелей напряжением до 1 кВ применяются *чугунные муфты*. Для кабелей более высокого напряжения - *свинцовые, эпоксидные, термоусаживаемые муфты*.

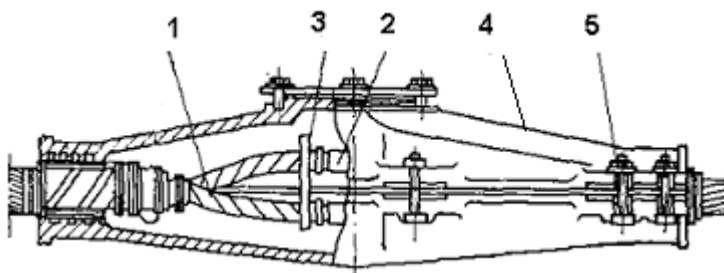
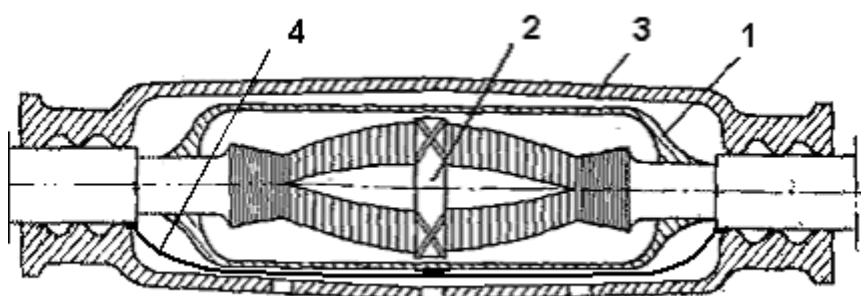


Рис. 2.5. Соединение кабелей напряжением до 1 кВ

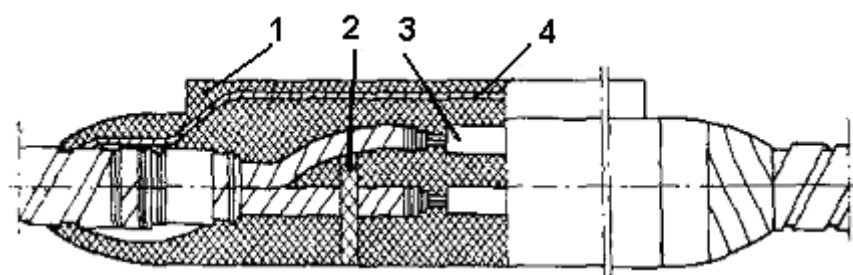
На рис. 2.5 показано соединение кабелей напряжением до 1 кВ. Жилы разделанных кабелей 1 соединены с помощью гильз 2. Между жилами установлена изоляционная распорка 3. Место соединения помещено в чугунную муфту 4, состоящую из двух полумуфт (верхней и нижней), стягиваемых с помощью болтов 5.

Соединение кабелей напряжением выше 1 кВ показано на рис. 2.6. Место соединения кабелей помещается в свинцовую муфту 1 (рис. 2.6,а), представляющую собой свинцовую трубу, концы которой

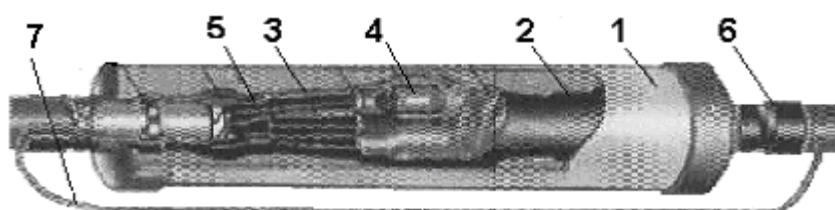
прижимаются и припаиваются к металлическим герметичным оболочкам соединяемых кабелей. Между жилами устанавливается изоляционная распорка 2. При прокладке кабелей в земляной траншее свинцовая муфта помещается в чугунный защитный кожух 3. К корпусу свинцовой муфты и броне каждого из соединяемых кабелей припаивается проводник 4, обеспечивающий надежное заземление свинцовой муфты.



а)



б)



в)

Рис. 2.6. Соединение кабелей напряжением 6...10 кВ

Эпоксидные муфты имеют разъемный корпус. Соединение кабелей с помощью такой муфты показано на рис. 2.6,б, где обозначено: 1 - корпус муфты, 2 - изоляционная распорка, 3 - соединительная гильза. Для обеспечения надежного контакта между металлическими оболочками соединяемых кабелей эти оболочки соединяют с помощью пайки гибким медным проводником 4. Этот проводник припаивают к броне и герметичной оболочке каждого из соединяемых кабелей.

Внутренности чугунных и свинцовых муфт заливаются маслобитумной кабельной массой, в эпоксидных муфтах - эпоксидным компаундом. Для этого в чугунных и эпоксидных муфтах предусмотрены специальные отверстия, в свинцовой муфте эти отверстия прорезаются ножом и запаиваются после заливки.

Соединение кабелей с помощью термоусаживаемой муфты показано на рис. 2.6,в. В таких муфтах используются элементы (перчатки, шланги, манжеты) из термоусаживаемой пластмассы. Эти элементы надеваются на покрытые герметиком разделанные части кабеля. При нагревании теплофеном или паяльной лампой эти элементы усаживаются, плотно охватывая разделанные части кабеля. На рис. 2.6,б обозначено: 1 - защитный кожух; 2 - шланг; 3 - фазная изолирующая трубка; 4 - манжета изолирующая; 5 - высоковольтная перчатка; 6 - манжета поясная; 7 - провод заземления.

Подключение кабеля к шинам или другой аппаратуре осуществляется с помощью *концевых муфт и концевых заделок*. Концевые муфты применяются в наружных установках, концевые заделки – внутри помещений. Типовые конструкции таких муфт и заделок приведены на рис. 2.7.

Конец кабеля разделяется и помещается в *металлическую концевую муфту* 1 (рис. 2.7,а). Токоведущие жилы кабеля 2 соединяют со стержнями 3, проходящими через стержневые фарфоровые изоляторы 5. Концы стержней имеют резьбу для подключения кабеля к аппаратуре или шинам. По окончании монтажа муфту заливают кабельной массой. Проводник 4 припаивается к металлическим оболочкам кабеля, крепится к металлическому корпусу муфты резьбовым соединением и служит для заземления этого корпуса.

На рис. 2.7,б показана конструкция *концевой термоусаживаемой муфты*. Перчатка 1 из термоусаживаемой пластмассы надевается на разделанный конец кабеля, покрытый герметиком. Изолирующие трубки 2 выполняют роль фазной изоляции. Манжета 3, выполненная из термоусаживаемой пластмассы, защищает соединение токоведущей жилы с наконечником 5, предназначенным для непосредственного подключения токоведущих жил кабеля к шинам или аппаратам. Заземляющий проводник 4 припаивается к металлической оболочке и броне кабеля.

Конструкция *эпоксидной концевой заделки* показана на рис. 2.7,в. Токоведущие жилы 1 герметизируются и изолируются с помощью трехслойных пластмассовых трубок 2 в корпусе 3 из эпоксидного компаунда. Заземляющий проводник 4 припаивается к металлической оболочке и броне кабеля.

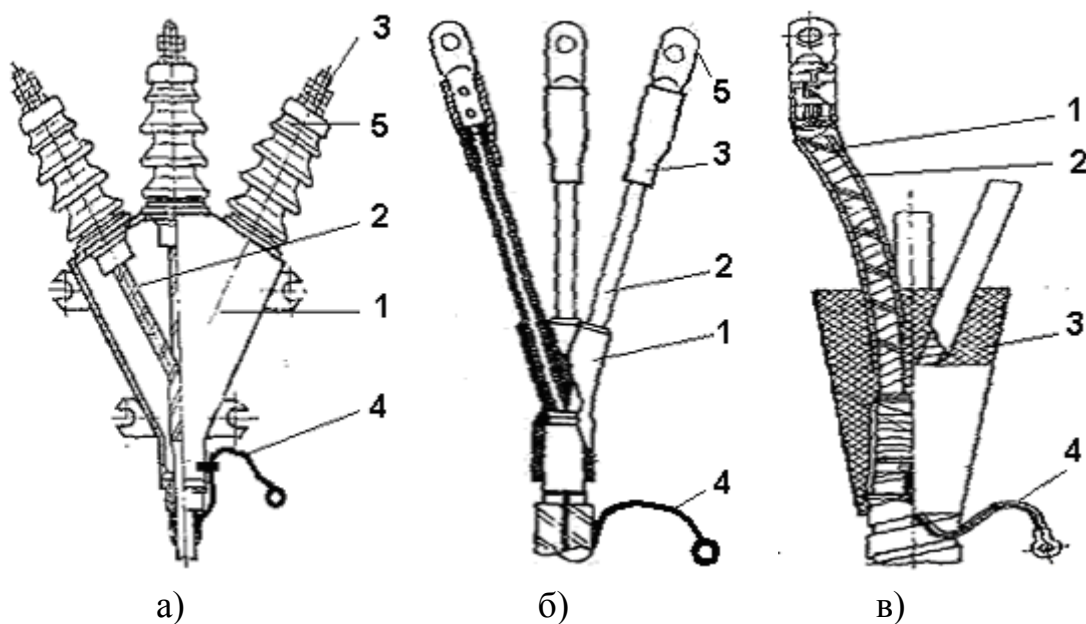


Рис. 2.7. Концевые муфты и заделки

2.6. Способы прокладки кабельных линий

Способ прокладки КЛ выбирают в зависимости от числа кабелей, условий трассы, степени загрязненности и агрессивности окружающей среды, требований эксплуатации, экономичности и других факторов.

Прокладка КЛ в земляной траншее является одним из наиболее простых и экономичных способов. Глубина траншеи зависит от напряжения КЛ. Для КЛ напряжением до 10 КВ траншея имеет глубину 0,8 м, для КЛ напряжением 110 кВ - 1,5 м. Эскиз укладки кабеля напряжением до 10 кВ в земляную траншею приведен на рис. 2.8,а.

Дно траншеи покрывается слоем песка или просеянного грунта, на который укладываются в один ряд кабели. Расстояние между соседними кабелями $d \geq 100$ мм. Сверху кабели накрывают слоем песка или просеянного грунта. Выше укладываются железобетонные плиты или слой красного кирпича, служащие для защита кабелей от механических повреждений при проведении землеройных работ. Вместо защиты от механических повреждений может использоваться сигнальная лента из яркой полиэтиленовой пленки, свидетельствующая о близком расположении кабелей. Верхняя часть траншеи засыпается обычным грунтом с послойным трамбованием.

В одной земляной траншее прокладывают не более *шести* кабелей. Это обусловлено тем, что с увеличением числа кабелей их условия охлаждения ухудшаются, допустимая токовая нагрузка кабелей уменьшается, эффективность использования кабелей снижается.

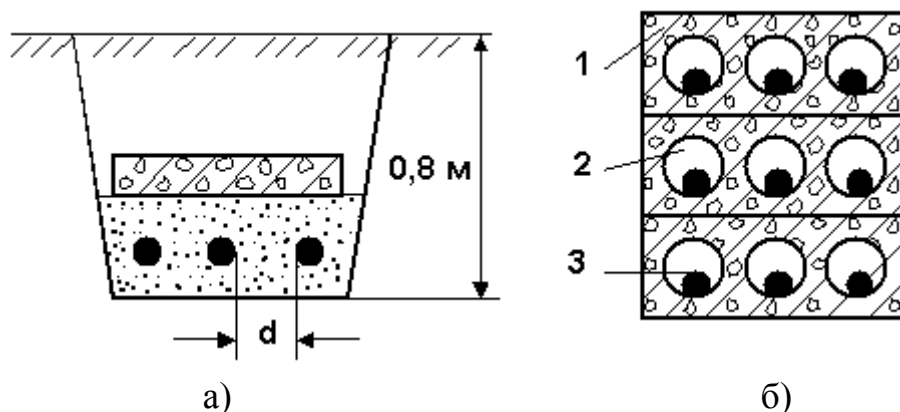


Рис. 2.8. Эскиз прокладки кабелей в земляной траншее (а) и бетонном блоке (б)

Если число кабелей, идущих в одном направлении, более шести, их укладывают в отдельные траншеи. Расстояния между траншеями должно быть не менее 0,5 м.

Если кабельная трасса пересекает какие-либо инженерные сооружения, например асфальтированные дороги, то в месте пересечения кабели укладывают в *асбоцементные трубы*. При ремонте КЛ дорожное полотно не вскрывается, а поврежденный кабель заменяется через эти трубы.

Прокладка КЛ в блоках используется при большой стесненности кабельной трассы и пересечениях с инженерными сооружениями, например с железными дорогами. Конструкции блоков могут быть различными. На рис.2.8,б показан бетонный блок, состоящий из бетонных панелей 1 с отверстиями 2, через которые прокладываются кабели 3. Через определенные расстояния сооружаются кабельные колодцы, в которых осуществляется соединение кабелей и через которые выполняется монтаж кабелей и замена поврежденного кабеля. Это более дорогой способ прокладки, с худшими условиями охлаждения по сравнению с прокладкой кабелей в земляной траншее.

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20), что характерно для электростанций и энергоемких промышленных предприятий, используются *кабельные тоннели, галереи и эстакады*. Эскиз прокладки кабелей в тоннеле показан на рис. 2.9,а. Тоннель 1 представляет собой сборную железобетонную

конструкцию, в которой по кронштейнам 2 прокладываются кабели 3 разного напряжения и разного назначения (силовые и контрольные). Кроме кабелей, в тоннелях могут прокладываться и другие инженерные сети, например водопроводные 4. Размеры тоннеля позволяют проводить двухстороннее обслуживание кабелей.

Галереи и эстакады отличаются от тоннелей тем, что располагаются над поверхностью земли на специальных стойках. В этом случае для кабельной трассы отчуждается меньшая площадь. Галереи и эстакады в отличие от тоннелей используются на производствах, где возможны скопления горючих и взрывоопасных газов, тяжелее воздуха, и на предприятиях с большой агрессивностью почвы.

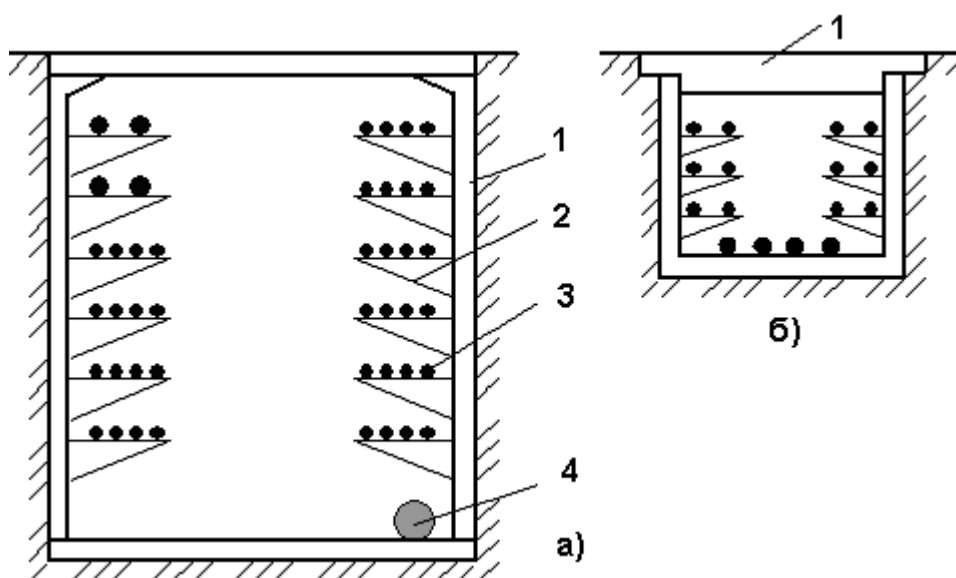


Рис. 2.9. Прокладка кабелей в тоннеле (а) и канале (б)

На территории подстанций и цехов промышленных предприятий КЛ прокладывают в железобетонных каналах (рис. 2.9,б). Верхний блок 1 является съемным, что обеспечивает удобное обслуживание кабелей.

В галереях, тоннелях, каналах и эстакадах с целью пожарной безопасности используются кабели без наружного джутового покрова.

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена используются все вышеперечисленные способы прокладки. При прокладке трехжильных кабелей в одной плоскости расстояние между соседними кабелями принимается равным диаметру кабеля d (рис. 2.10, а).

Одножильные кабели прокладываются треугольником и располагаются вплотную друг к другу (рис. 2.10,б). Расстояние между

соседними пучками кабелей принимается равным удвоенному диаметру одножильного кабеля $2d$.

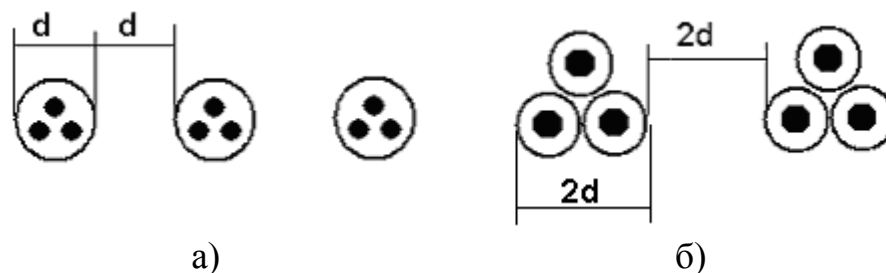


Рис. 2.10. Прокладка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Контрольные вопросы к разделу 2

1. Из каких элементов состоит кабельная линия?
2. Назвать основные конструкционные материалы, из которых изготавливаются кабели.
3. Дать характеристику конструкции кабеля напряжением 6...10 кВ.
4. Каково назначение герметичной оболочки кабеля?
5. Какую роль играет поясная изоляция кабеля?
6. Какова картина электрического поля кабеля напряжением 10 кВ.
7. Назвать отличительные особенности конструкции кабелей напряжением 20...35 кВ.
8. На какие напряжения изготавливаются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена?
9. Пояснить конструкцию кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.
10. Назвать достоинства кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена?
11. Как прокладываются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена?
12. Каковы причины создания маслонаполненных кабелей?
13. Какую конструкцию имеют кабели напряжением 110 кВ и выше?
14. При каких давлениях работают маслонаполненные кабели?
15. В чем заключаются отличия конструкций маслонаполненных кабелей высокого и низкого давлений?
16. Охарактеризовать основные способы прокладки КЛ.
17. Какие меры пожарной безопасности применяются при прокладке кабелей в галереях, тоннелях и по эстакадам.
18. Что такое кабельная арматура?
19. Как осуществляется соединение кабелей?
20. Как осуществляется разделка кабеля?

21. Назвать основные типы кабельных муфт.
22. Как осуществляется оконцевание кабелей?
23. В чем заключаются особенности термоусаживаемых муфт?
24. В чем отличие концевой муфты от концевой заделки?
25. Пояснить буквенно-цифровое обозначение кабеля.

3. Конструкции токопроводов

3.1. Токопроводы напряжением 6...35 кВ

Токопроводы напряжением 6...35 кВ применяются для внутризаводского электроснабжения промышленных предприятий с мощными концентрированными нагрузками, например предприятий черной и цветной металлургии и химической промышленности. Токопроводы применяются также на электростанциях для связи генераторов с трансформаторами и распределительными устройствами. Основным элементом токопровода является жесткая или гибкая шина из алюминия или его сплава. Конструктивно токопроводы выполняются:

- закрытыми;
- открытыми;
- с жесткими несимметрично расположенными шинами;
- с жесткими симметрично расположенными шинами;
- с гибкими шинами.

В *закрытых токопроводах* все три фазы или каждая фаза в отдельности помещены в закрытый кожух из алюминия или его сплавов. Закрытые токопроводы применяются, главным образом, на электростанциях в блочной схеме генератор-трансформатор.

Открытые токопроводы применяются в электрических сетях внутризаводского электроснабжения. В открытых токопроводах с жесткой ошиновкой при токах до 2000 А используются плоские шины, при токах более 2000 А - шины швеллерного или другого профиля. В открытых токопроводах с гибкой ошиновкой используется алюминиевый провод большого сечения, в одной фазе устанавливаются 4...10 проводов.

Основные конструкции токопроводов приведены на рис. 3.1. Открытый жесткий несимметричный токопровод (рис. 3.1,а) выполнен с вертикально расположенными шинами 1, закрепленными на опорных изоляторах 2, размещенными на стальной конструкции 3. Токопровод размещается в специальной сборной конструкции 4, расположенной над поверхностью земли на стойках 5.

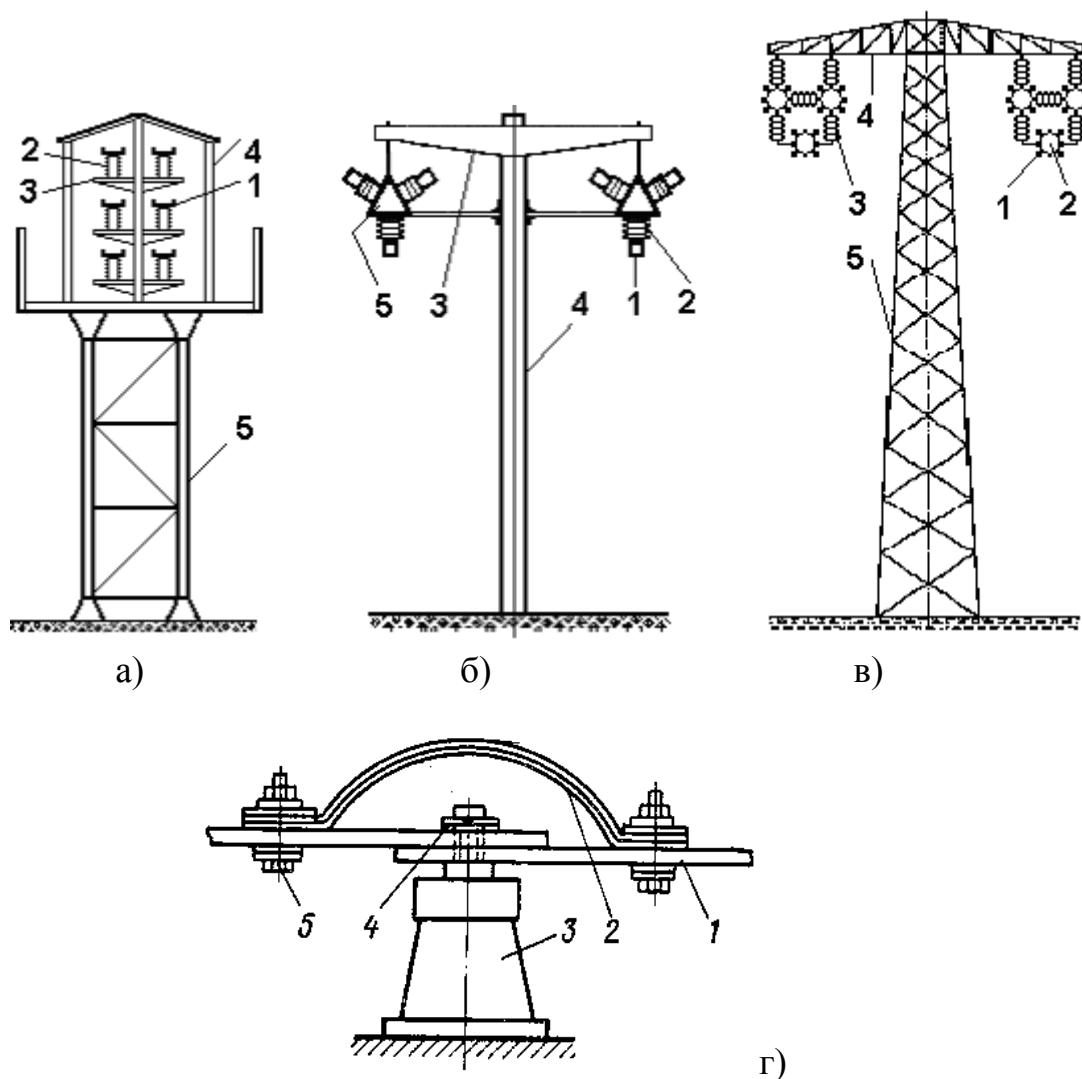


Рис. 3.1. Конструкции токопроводов

Открытый жесткий симметричный токопровод (рис. 3.1,б) выполнен шинами 1, расположенными в вершинах равностороннего треугольника. Шины крепятся на опорных изоляторах 2, укрепленных на специальной стальной конструкции 5. Каждая цепь токопровода подвешивается к траверсе 3 железобетонной стойки 4. Такое исполнение токопровода по сравнению с предыдущим отличается симметрией напряжений и меньшей стоимостью.

Жесткие токопроводы имеют небольшие пролеты между точками крепления шин и, следовательно, требуют большого количества изоляторов и контактных соединений.

Открытый токопровод с гибкими шинами (рис. 3.1,в) практически представляет собой воздушную линию с проводами большого

сечения. Гибкие шины 1, закрепляемые на специальной конструкции 2 с помощью подвесных изоляторов 3, подвешиваются к траверсе 4 стальной опоры 5. Длина пролета здесь значительно больше, чем у токопроводов с жесткими шинами. Однако токопроводы с гибкими шинами требуют более широкой территории, чем токопроводы с жесткой ошиновкой.

В шинах жестких токопроводов при изменении температуры возникают механические напряжения, вследствие изменения длины шин. Эти температурные напряжения могут привести к повреждениям опорных изоляторов. Поэтому через определенные расстояния на жестких шинах устанавливаются температурные компенсаторы (рис. 3.1,г). Температурный компенсатор 2 представляет собой совокупность тонких и, следовательно, гибких шин того же материала, что и шины 1. Концы шин на опорном изоляторе 3 имеют скользящее болтовое крепление через продольные овальные отверстия и пружинящую шайбу 4. Контакт между шинками компенсатора и жесткими шинами обеспечивается болтовым соединением 5.

По сравнению с кабелями, прокладываемыми в тоннелях или по эстакадам и галереям, токопроводы имеют ряд преимуществ:

меньший расход цветного металла (свинца и алюминия, идущего на герметичные оболочки кабеля);

изоляция токопроводов является воздухом (в кабелях - дорогая бумажномасляная изоляция);

перегрузочная способность токопроводов значительно выше, чем кабелей;

надежность токопроводов выше, чем кабелей.

Диапазоны мощностей и расстояний, при которых экономически целесообразно применение токопроводов, приведены в табл. 3.1. При меньших значениях мощностей и расстояний токопроводы не имеют явных преимуществ перед кабельной канализацией.

Т а б л и ц а 3.1

Номинальное напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Расстояние, км
6	15...20	5
10	25...35	5
35	более 35	10

3.2. Токопроводы напряжением до 1 кВ (шинопроводы)

Токопроводы напряжением до 1 кВ называются *шинопроводами* и применяются для внутреннего электроснабжения мощных потребителей, в частности для схем внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий. Основным элементом шинопровода является жесткая алюминиевая или медная шина прямоугольного сечения.

По назначению и передаваемой мощности шинопроводы делятся на магистральные ШМА (шинопровод магистральный с алюминиевыми шинами) и распределительные ШРА (шинопровод распределительный с алюминиевыми шинами). Магистральные шинопроводы выполняются на токи 1600, 2500 и 4000 А, распределительные - на токи 100, 250, 400 и 630 А.

Шинопроводы на токи до 1000А выполняются из однополосных шин, для больших токов – из двух и более взаимно изолированных прямоугольных шин в одной фазе. Магистральный шинопровод прокладывается от цеховой подстанции вдоль цеха. Распределительные шинопроводы подключаются к магистральному по мере необходимости.

Шинопроводы выполняются открытыми и закрытыми. Открытые шинопроводы (рис. 3.2,а) прокладываются, как правило, по стенам зданий на кронштейнах 1. Шины 2 крепятся к опорным изоляторам 3 болтовыми соединениями.

Поперечный разрез закрытого шинопровода представлен на рис. 3.2,б. Фазные шины 1 закреплены между изоляторами 2 через эластичные прокладки 3. Верхняя и нижняя крышки 4 и 5, боковые крышки 7, стягиваемые болтами 6, составляют защитный кожух. Между шинами устанавливается изоляционная перегородка 8. Шинопровод крепится к опорной конструкции с помощью угольников крепления 9. Боковые крышки 7, выполненные из алюминиевого сплава, выполняют роль нулевого провода.

Магистральные и распределительные закрытые шинопроводы изготавливаются на заводах в виде комплектных секций: прямых, угловых и ответвительных. Ответвительные секции комплектуются плавкими предохранителями или автоматическими выключателями. Изготавливаются специальные секции для компенсации температурных напряжений в шинах. Готовые секции поставляются на место сборки.

Прокладка шинопроводов выполняется на кронштейнах по стенам, вертикальных стойках, подвесках к потолкам.

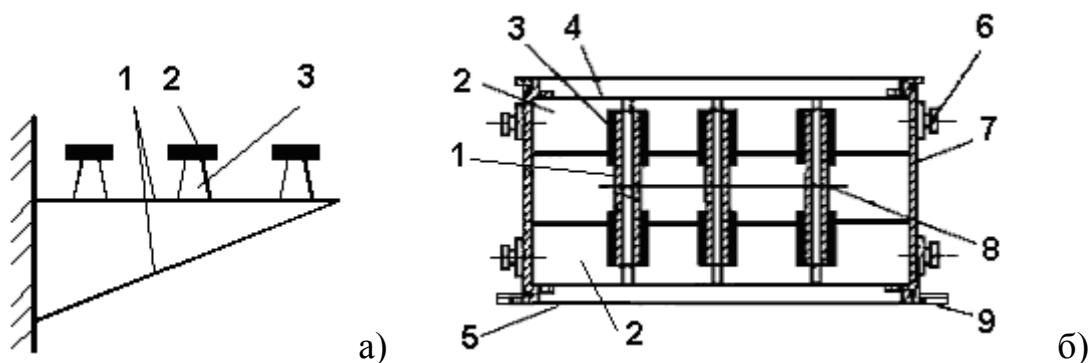


Рис. 3.2. Конструкция открытого (а) и закрытого (б) шинопроводов

Контрольные вопросы к разделу 3

1. Обозначить область применения токопроводов.
2. Назвать основные конструкции токопроводов.
3. Какие шины используются в токопроводах?
4. Привести конструкцию несимметричного токопровода с жесткими шинами.
5. Привести конструкцию симметричного токопровода с жесткими шинами.
6. Привести конструкцию токопровода с гибкими шинами.
7. Как осуществляется компенсация температурных изменений длины шин в жестких токопроводах?
8. Назвать преимущества токопроводов перед кабельной канализацией.
9. Назвать основные конструкции шинопроводов.
10. В чем отличие магистрального шинопровода от распределительного?
11. Привести конструкцию открытого шинопровода.
12. Привести конструкцию закрытого шинопровода.
13. Назвать способы прокладки шинопроводов.
14. Из каких секций комплектуются шинопроводы?

4. Электропроводки

С помощью электропроводок осуществляется электропитание освещения и силовых потребителей небольшой мощности на напряжение до 1 кВ. Электропроводки располагаются внутри жилых, общественных, производственных зданий и сооружений, на наружных их стенах, по территории строительных площадок, сельскохозяйственных строений и других объектов.

Электропроводки выполняются изолированными проводами всех сечений и небронированными кабелями с резиновой и пластмассовой изоляцией с сечением фазных жил до 16 мм².

Изолированные провода и кабели для электропроводок выпускаются с алюминиевыми и медными жилами и выполняются с количеством жил до пяти. Количество жил зависит от типа системы заземления, в которой будут использоваться провода и кабели. Основные типы таких систем приведены на рис. 4.1.

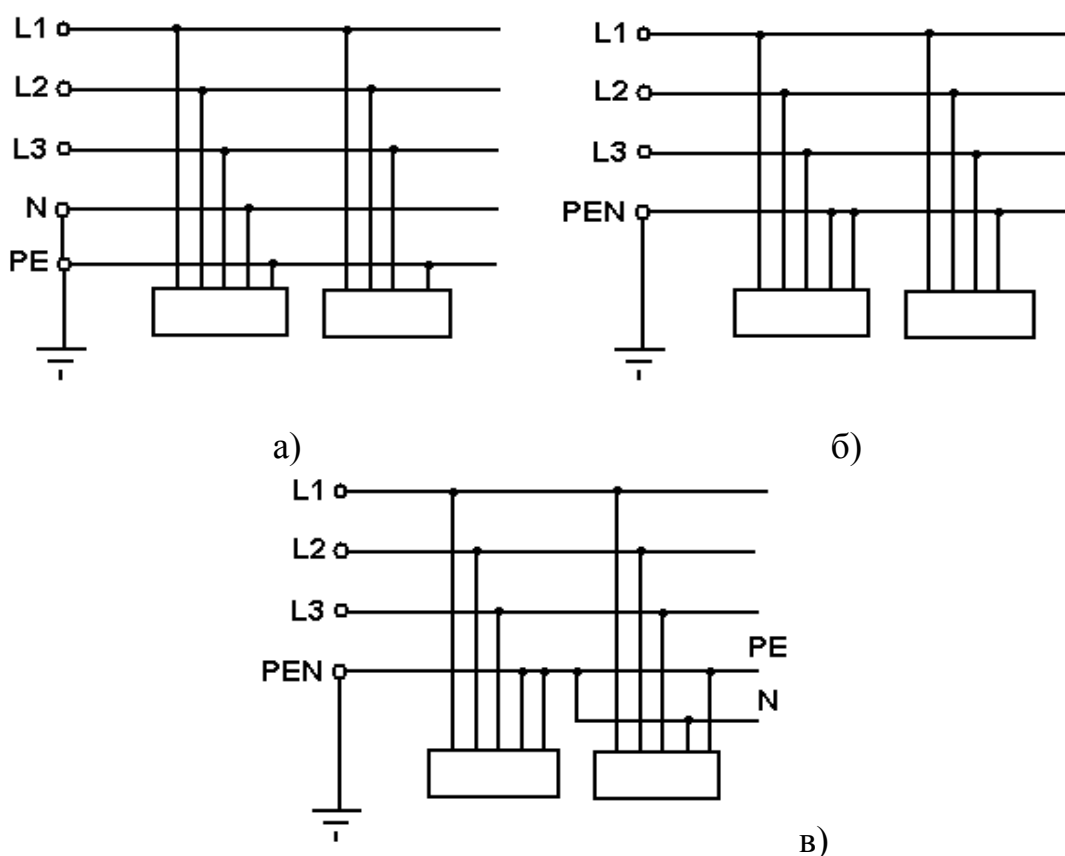


Рис.4.1. Основные типы систем заземления

В каждой из систем могут быть одна, две или три фазных жилы L1, L2, L3. В системе TN-S, показанной на рис. 4.1,а, кроме фазных

жил, имеются отдельно работающие нулевая рабочая N и нулевая защитная PE жилы. В системе TN-C (рис. 4.1,б) нулевая рабочая и нулевая защитная жилы объединены в общую PEN жилу.

В системе TN-C-S (рис. 4.1,в) в части электрической сети нулевая рабочая и нулевая защитная жилы объединены, а в другой части сети - работают отдельно.

Электропроводки делятся на внутренние и наружные. *Внутренние электропроводки* прокладываются внутри зданий и сооружений. *Наружной электропроводкой* называется электропроводка, проложенная по наружным стенам зданий, сооружений, под навесами и т.п.

Внутренние электропроводки делятся на *открытые и скрытые*. *Открытая электропроводка* прокладывается по поверхностям стен и потолков, по различным строительным конструкциям. Для открытых электропроводок используются также специальные лотки, короба и трубы. *Скрытая электропроводка* выполняется в трубах, заложенных в строительные конструкции, а также непосредственно заделывается в стены и потолки зданий, в частности под штукатурку.

Скрытая проводка может проходить по междуэтажным перекрытиям и в специальных каналах, выполненных в бетонных и кирпичных стенах.

Контрольные вопросы к разделу 4

1. Пояснить понятие электропроводка.
2. Какие провода и кабели применяются для электропроводок?
3. Что такое скрытая и открытая электропроводка?
4. Дать определение наружной и внутренней электропроводки.
5. Какое количество жил имеют изолированные провода и кабели, применяемые для электропроводок?
6. Какие типы систем заземления используются в электропроводках?
7. Пояснить обозначения систем заземления TN-S, TN-C, TN-C-S.

5. Основные сведения о трансформаторных подстанциях

5.1. Трансформаторы и автотрансформаторы подстанций

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы наряду с воздушными и кабельными линиями электропередачи являются основным оборудованием систем электроснабжения. В дальнейшем под термином "трансформатор" без специальной оговорки будет подразумеваться и автотрансформатор.

Основными конструктивными элементами трансформатора (рис. 5.1,а) являются магнитный сердечник 1 и обмотки 2, наматываемые на этот сердечник. Магнитный сердечник набирается из листов электротехнической стали, изолированных между собой. Обмотки изготавливаются из медных или алюминиевых изолированных проводников. Выводы обмоток обозначены позициями 3 и 4.

Магнитопровод и обмотки составляют активную часть трансформатора.

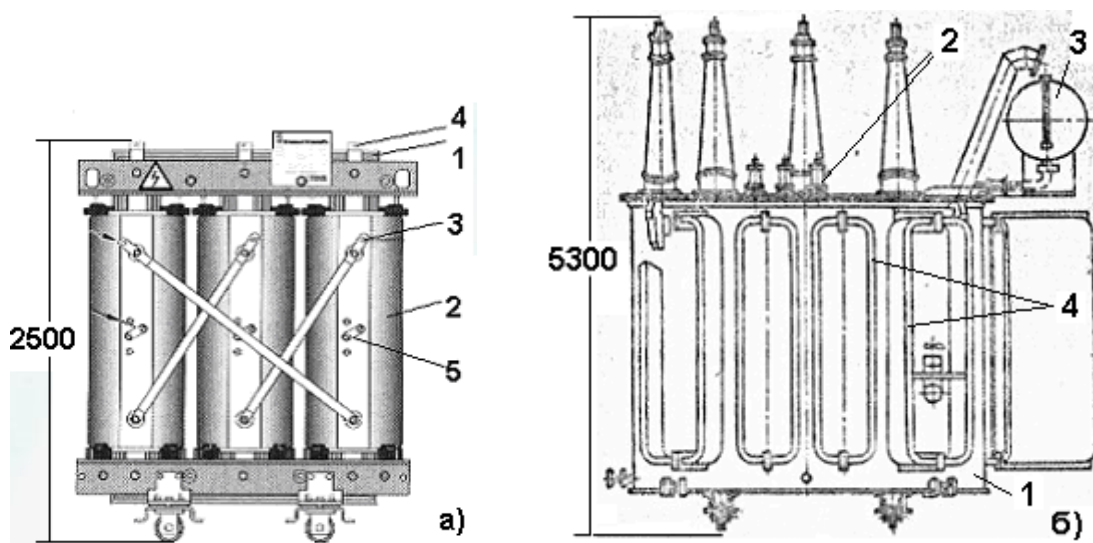


Рис. 5.1. Общий вид сухого (1000 кВ·А) и масляного (10000 кВ·А) трансформаторов

У трансформаторов с масляным охлаждением магнитопровод с обмотками помещаются в стальной корпус 1, заливаемый трансформаторным маслом (рис. 5.1,б). В верхней части корпуса устанавливаются проходные изоляторы 2 для выводов обмоток. Расширитель 3, связанный с корпусом, воспринимает колебания уровня масла при изменении температуры и уменьшает площадь соприкосновения масла с атмосферным воздухом. Радиаторы 4,

установленные на корпусе, увеличивают поверхность охлаждения трансформатора.

Обмотка трансформатора со стороны питания называется *первичной*, со стороны потребителя - *вторичной*.

Изменение напряжения в трансформаторе происходит в соответствии с его коэффициентом трансформации. Этот коэффициент равен отношению числа витков первичной w_1 и вторичной w_2 обмоток или отношению напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора без нагрузки (при холостом ходе):

$$k = w_1 / w_2 = U_1 / U_2. \quad (5.1)$$

Трансформаторы изготавливаются на различные номинальные мощности:

...1000, 1600, 2500, 4000, 6300, 10000 кВ·А ...

Коэффициент шкалы номинальных мощностей трансформаторов равен приблизительно значению 1,6.

Для трансформаторов и автотрансформаторов установлены буквенно-цифровые обозначения, в которых последовательно (слева направо) приводится следующая информация:

вид устройства (А - автотрансформатор, без обозначения - трансформатор);

число фаз (О - однофазный, Т - трехфазный);

наличие расщепленной обмотки низшего напряжения - Р;

условное обозначение системы охлаждения (см. ниже);

число обмоток (Т - трехобмоточный, без обозначения - двухобмоточный);

наличие системы регулирования напряжения: Н - автоматическое регулирования напряжения под нагрузкой; без обозначения - регулирование напряжения при отключении от сети всех обмоток (регулируемые отпайки отмечены позицией 5 на рис. 5.1).

исполнение (З - защищенное, Г - герметичное);

специфическая область применения (С - для систем собственных нужд электростанций, Ж - для электрификации железных дорог);

номинальная мощность, кВ·А;

класс напряжения обмотки высшего напряжения, кВ.

Трансформаторы в зависимости от номинальной мощности и конструкции оснащаются следующими системами охлаждения:

С - охлаждение естественное воздушное (трансформатор сухой);

СД - охлаждение воздушное с принудительной циркуляцией воздуха (с дутьем);

Н - охлаждение жидким негорючим диэлектриком (совтолом);

НД - охлаждение жидким негорючим диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха (с дутьем);

М - охлаждение естественное масляное;

Д - охлаждение естественное масляное с принудительной циркуляцией воздуха (с дутьем);

ДЦ - принудительная циркуляция воздуха (дутье) и принудительная циркуляция масла.

В настоящее время сухие трансформаторы изготавливаются на мощности до 3150 кВ·А и напряжения до 10 кВ. Трансформаторы с масляным охлаждением (М, Д, ДЦ) изготавливаются на весь спектр существующих напряжений и на мощности, достигающие сотен МВ·А. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее и сложнее его система охлаждения. Усложнение системы охлаждения позволяет уменьшить массогабаритные показатели трансформаторов.

Важным параметром подключения трансформатора к электрической сети является группа и схема соединений его обмоток. Для системы трехфазного тока применяются в основном три схемы соединения обмоток:

звезда Y;

звезда с выведенной нейтралью Y_н;

треугольник Δ.

Группой соединений называется угловой сдвиг между одноименными векторами линейных напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора. Этот угловой сдвиг приводится к циферблату часов. Например, группа 12 или 0 соответствует отсутствию углового сдвига между векторами линейных напряжений, группа 11 соответствует угловому сдвигу на 30° между этими векторами.

Наибольшее распространение в электрических сетях получили следующие схемы и группы соединений двухобмоточных трансформаторов:

звезда - звезда с выведенной нейтралью Y/Y_н - 12;

звезда - треугольник Y/Δ - 11;

звезда с выведенной нейтралью - треугольник Y_н/Δ - 11.

Для трехобмоточных трансформаторов наиболее распространенной является схема и группа Y_н/Y/Δ - 12, 11. Здесь группа 12 характеризует отсутствие углового сдвига между векторами линейных напряжений обмоток Y_н и Y, а группа 11 – наличие углового сдвига на 30° между векторами линейных напряжений обмоток Y_н и Δ.

Автотрансформаторы отличаются от трансформаторов наличием электрической связи между двумя обмотками. Выполняются автотрансформаторы, как правило, трехобмоточными, с электрической связью между обмотками высшего и среднего напряжений. Связь обмоток высшего и среднего напряжений с обмоткой низшего напряжения электромагнитная.

Применение автотрансформаторов оказывается экономически целесообразным в сетях 220 кВ и выше для связи двух систем близких номинальных напряжений, например 220 и 110 кВ. Электрически связанные обмотки высшего и среднего напряжения соединяются в звезду с выведенной нейтралью. Обмотка низшего напряжения соединяется в треугольник. Схема и группа соединений обмоток автотрансформаторов $Y_n/Y_n/\Delta$ -12, 11.

5.2. Общие сведения о распределительных устройствах

Распределительные устройства (РУ) трансформаторных подстанций - это электроустановки, предназначенные для приема и распределения электроэнергии. На трансформаторных подстанциях количество РУ определяется количеством номинальных напряжений обмоток трансформаторов. В конструкцию РУ входят различные электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

Распределительные устройства напряжением 35 кВ и выше выполняются *открытыми, закрытыми и элегазовыми*. Открытые РУ располагаются под открытым воздухом. Все аппараты открытого РУ располагаются на невысоких металлических или железобетонных основаниях. Территория открытых РУ ограждается.

К достоинствам открытых РУ относятся:

- относительно невысокая стоимость,
- хорошая доступность для наблюдения за всеми аппаратами,
- простота расширения и реконструкции.

К недостаткам открытых РУ можно отнести:

- большую занимаемую площадь,
- неудобство обслуживания оборудования при низких температурах и в ненастье,
- подверженность оборудования загрязнению.

Распределительное устройство, расположенное внутри специального здания, называется закрытым. Распределительные устройства выполняются закрытыми при повышенной загрязненности

и химической активности окружающей среды, а также в районах Крайнего Севера.

Закрытые РУ дороже открытых, так как требуют специального здания. Для уменьшения стоимости таких РУ здание сооружается из сборных железобетонных конструкций. К основному достоинству закрытых РУ следует отнести меньшую занимаемую площадь, чем открытыми РУ, поскольку расстояния между токоведущими частями в закрытых РУ меньше, чем в открытых. В этом смысле проще размещение РУ в центрах электрических нагрузок промышленных предприятий и в городских районах с интенсивной застройкой.

В элегазовых РУ в качестве изоляции между токоведущими частями используется элегаз (шестифтористая сера SF₆). Элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей. Вся аппаратура РУ с элегазовой изоляцией имеет меньшие габариты, чем с обычной воздушной изоляцией. Поэтому конструкция элегазовых РУ получается еще более компактной, чем закрытых РУ.

Токоведущие элементы элегазового РУ заключены в герметичный металлический заземленный кожух, заполненный элегазом под избыточным давлением. Отдельные элементы соединяются с помощью газоплотных фланцев. Электрические соединения выполняются стержневыми шинами, заключенными в металлических корпусах с элегазом, и втычными контактами. Деление таких РУ на отдельные блоки позволяет заменять любой из них, сохраняя элегазовое заполнение в остальных блоках.

Блоки элегазовых РУ на напряжения 110...220 кВ изготавливаются на заводах и поставляются на место монтажа в готовом виде, где из отдельных блоков собирается весь комплект элегазового РУ.

Распределительные устройства на напряжения 6...10 кВ, как правило, собираются из отдельных комплектных ячеек. Такими ячейками являются шкафы КРУ с выкатными тележками или камеры сборные одностороннего обслуживания КСО. Ячейки изготавливаются с встроенными коммутационными аппаратами, измерительными и защитными приборами.

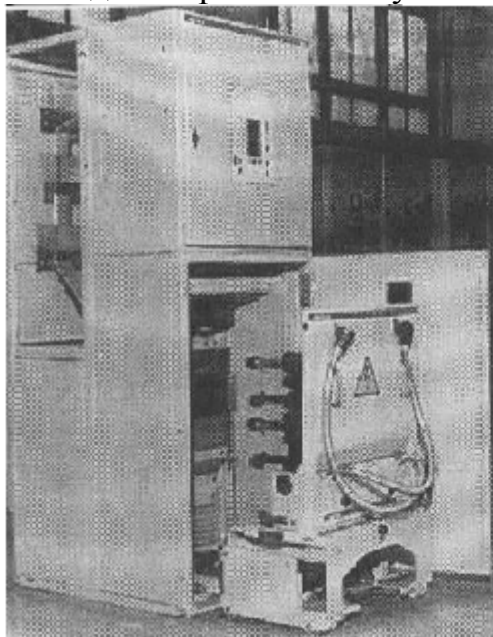
Заводское изготовление ячеек позволяет обеспечить тщательность сборки всех узлов и высокую надежность работы. Полностью собранные и готовые к работе ячейки поставляются на место монтажа, где их соединяют шинами, подводят силовые и контрольные кабели.

Общий вид шкафа КРУ с выкатной тележкой показан на рис. 5.2,а. На тележке могут устанавливаться: силовой выключатель, трансформатор напряжения или другое оборудование. Ремонт и

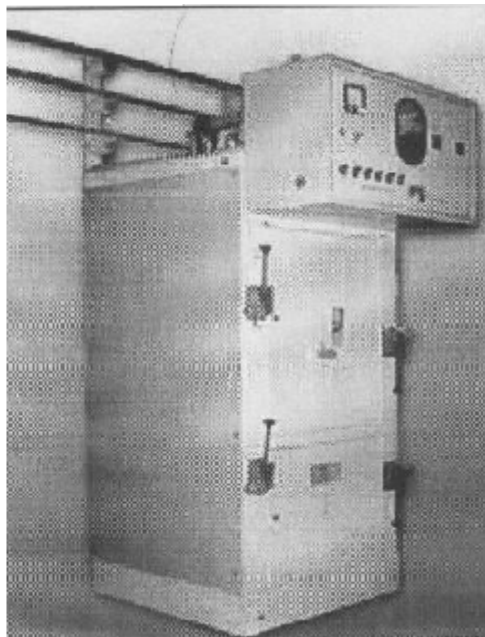
обслуживание этого оборудования выполняется после выкатывания тележки из шкафа. Общий вид камеры КСО приведен на рис. 5.2,б.

Шкафы КРУ изготавливаются для внутренней (КРУ) и наружной (КРУН) установки. Эти шкафы выполняются одностороннего и двухстороннего обслуживания.

Ячейки КСО изготавливаются только для внутренней установки и имеют одностороннее обслуживание.



а)



б)

Рис. 5.2. Общий вид комплектных ячеек распределительных устройств

5.3. Основное оборудование распределительных устройств

Распределительные устройства подстанций включают в себя большое количество различного оборудования. Это коммутационная, измерительная и защитная аппаратура, шины, источники реактивной мощности, токоограничивающие реакторы, разрядники и т. д. Большинство из этих элементов подробно рассматривается в специальных дисциплинах. Ниже кратко рассмотрены шины и основные коммутационные аппараты, устанавливаемые в распределительных устройствах.

Шины предназначены для соединения между собой отдельных элементов РУ, а также для подключения к РУ подходящих и отходящих воздушных и кабельных линий электропередачи.

Шины РУ изготавливаются из алюминия или его сплавов и выполняются гибкими из многопроволочных сталеалюминиевых проводов и жесткими различных профилей. Гибкие шины открытых РУ крепятся с помощью подвесных гирлянд изоляторов на порталах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, устанавливаемых на железобетонных или металлических стойках.

Применение в открытых РУ жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь РУ. Жесткие шины окрашиваются в желтый (фаза А), зеленый (фаза В) и красный (фаза С) цвета.

В распределительных устройствах напряжением 6...10 кВ наружной и внутренней установки используются только жесткие шины. Такие же шины используются в закрытых РУ более высоких напряжений.

Коммутационная аппаратура предназначена для проведения включений и отключений (коммутаций) в схеме РУ. В качестве основных элементов коммутационной аппаратуры можно выделить выключатели и разъединители. К этой же аппаратуре относятся выключатели нагрузки и плавкие предохранители.

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами для включения и отключения электрической цепи в любых ее режимах: токовой нагрузки, перегрузки, короткого замыкания, холостого хода, несинхронной работы. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение тока короткого замыкания. При разрыве токовой цепи между контактами выключателя возникает электрическая дуга. Гашение дуги осуществляется в специальных дугогасительных устройствах.

По способу гашения дуги выключатели делятся на масляные, воздушные, вакуумные и элегазовые. В *масляных выключателях* дугогасительной средой является трансформаторное масло. В *воздушных выключателях* гашение дуги осуществляется сжатым воздухом. Высокая электрическая прочность вакуума и элегаза используется в дугогасительных устройствах *вакуумных и элегазовых выключателей*.

Масляные и воздушные выключатели имеют ряд недостатков, а именно: низкую надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность, высокие эксплуатационные затраты. Вакуумные и элегазовые выключатели обладают более высокими техническими характеристиками. Поэтому *в настоящее время при проектировании новых и реконструкции существующих объектов отдают предпочтение вакуумным и элегазовым выключателям.*

Разъединителем называется электрический аппарат для выполнения оперативных переключений в схеме РУ и для создания *видимого разрыва* электрической цепи при выполнении обслуживания и ремонта оборудования РУ. Конструктивно разъединитель представляет собой систему подвижных и неподвижных контактов, установленных на изоляторах.

В распределительных устройствах напряжением 6...10 кВ, выполненных из шкафов КРУ с силовым выключателем на выкатной тележке, роль разъединителей выполняют втычные контакты, размыкаемые при выкатывании тележки из шкафа и замыкаемые при вкатывании тележки в шкаф.

Поскольку разъединители не снабжены дугогасящими устройствами, операции отключения и включения могут выполняться в цепи, отключенной выключателем. Разъединителем можно включать и отключать цепи, находящиеся под напряжением, но без тока или с небольшим током, когда нет опасности возникновения электрической дуги. В частности, разъединителем можно включать и отключать трансформаторы на холостом ходу.

Разъединители устанавливаются, как правило, по обе стороны от выключателя. Если необходимо отключить нагруженную ток цепь, то сначала отключают выключатель, а затем разъединители. Включение цепи производится в обратном порядке: сначала включают разъединители, а затем - выключатель.

Выключатели нагрузки широко применяются на подстанциях с высшим напряжением 6...10 кВ. Эти выключатели имеют дугогасительное устройство, с помощью которого можно отключать рабочие токи, но не токи короткого замыкания. При разомкнутых контактах этот выключатель, как и разъединитель, создает видимый разрыв.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении током определенного значения. Отключение тока обеспечивается за счет перегорания плавкой вставки предохранителя. Поэтому после срабатывания предохранителя его плавкая вставка заменяется. Предохранители часто применяются в сочетании с выключателями нагрузки. При этом рабочие токи отключаются выключателем нагрузки, а токи короткого замыкания – плавкими предохранителями.

Выключатели автоматические (автоматы) применяются в системах электроснабжения напряжением до 1 кВ и выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении током определенного значения.

Для выполнения защитных функций автоматы снабжаются тепловым и электромагнитным расцепителями. С помощью теплового расцепителя осуществляется отключение защищаемого оборудования при перегрузке, с помощью электромагнитного расцепителя – при коротких замыканиях.

5.4. Основные типы и схемы подстанций

По способу присоединения к электрической сети подстанции (ПС) делятся на тупиковые, промежуточные и узловые. Промежуточные подстанции, в свою очередь, делятся на ответвительные и проходные. По назначению различают системные и потребительские подстанции.

На рис. 5.3 приведены основные способы присоединения ПС к электрической сети. Все ПС условно показаны только шинами высшего напряжения. Под центром питания (ЦП) электрической сети понимаются шины соответствующего напряжения электростанции или шины подстанции более высокой ступени напряжения. Так, например, шины 110 кВ подстанции 220/110 кВ являются ЦП для электрической сети 110 кВ.

Тупиковая подстанция получает питание с одной стороны по одной или двум параллельным линиям (ПС1 на рис. 5.3,а,б). Мощность, текущая от ЦП к тупиковой ПС, поступает только к потребителю этой ПС и не течет дальше.

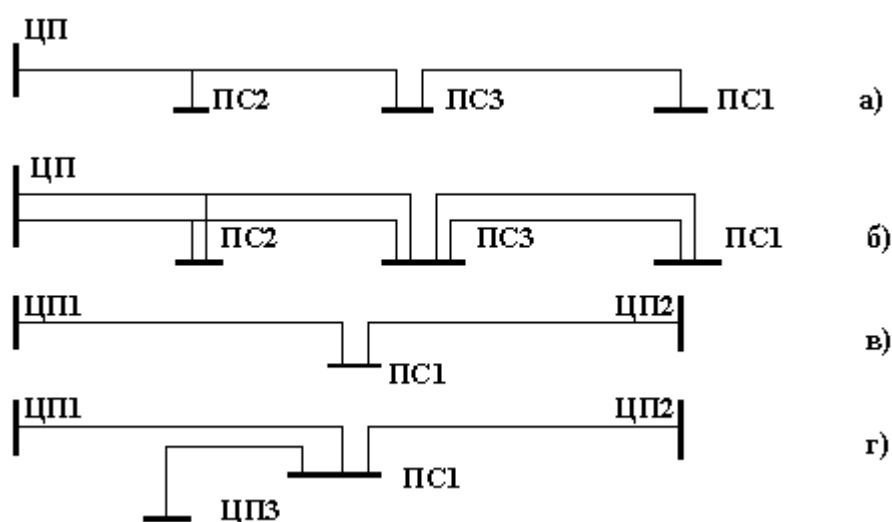


Рис. 5.3. Основные типы подстанций

Промежуточная ответвительная подстанция присоединяется глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум

проходящим линиям (ПС2 на рис. 5.3,а,б). Присоединение подстанций к проходящим линиям с помощью глухих отпайек не требует больших затрат, однако эксплуатация линий с отпайками не удобна, поскольку при ремонте одного участка необходимо отключать всю линию.

Промежуточная проходная подстанция включается в расщелку одной или двух линий с односторонним или двухсторонним питанием (ПС3 на рис. 5.3,а,б и ПС1 на рис. 5.3,в). Такие ПС более дорогие, чем ответвительные, так как требуют большего количества коммутационных аппаратов. Эксплуатация линий с такими ПС более удобна.

К *узловым подстанциям* присоединяются не менее трех линий электрической сети, связанных с разными ЦП (ПС1 на рис. 5.3,г). Такие ПС применяются в сложносвязанных (многоконтурных) электрических сетях.

Через шины *системных подстанций* осуществляется связь между отдельными районами одной энергосистемы или между различными энергосистемами. Как правило, это ПС с высшим напряжением 220...750 кВ.

Потребительские подстанции предназначены только для питания потребителей.

Прходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности из одной части электрической системы в другую, называются еще *транзитными подстанциями*.

Схемы подстанций тесно увязываются с их назначением и способом присоединения к энергосистеме. Схема подстанции должна отвечать следующим требованиям:

- надежного электроснабжения потребителей в нормальных и послеаварийных режимах;

- надежного транзита мощности через подстанцию в нормальных и послеаварийных режимах;

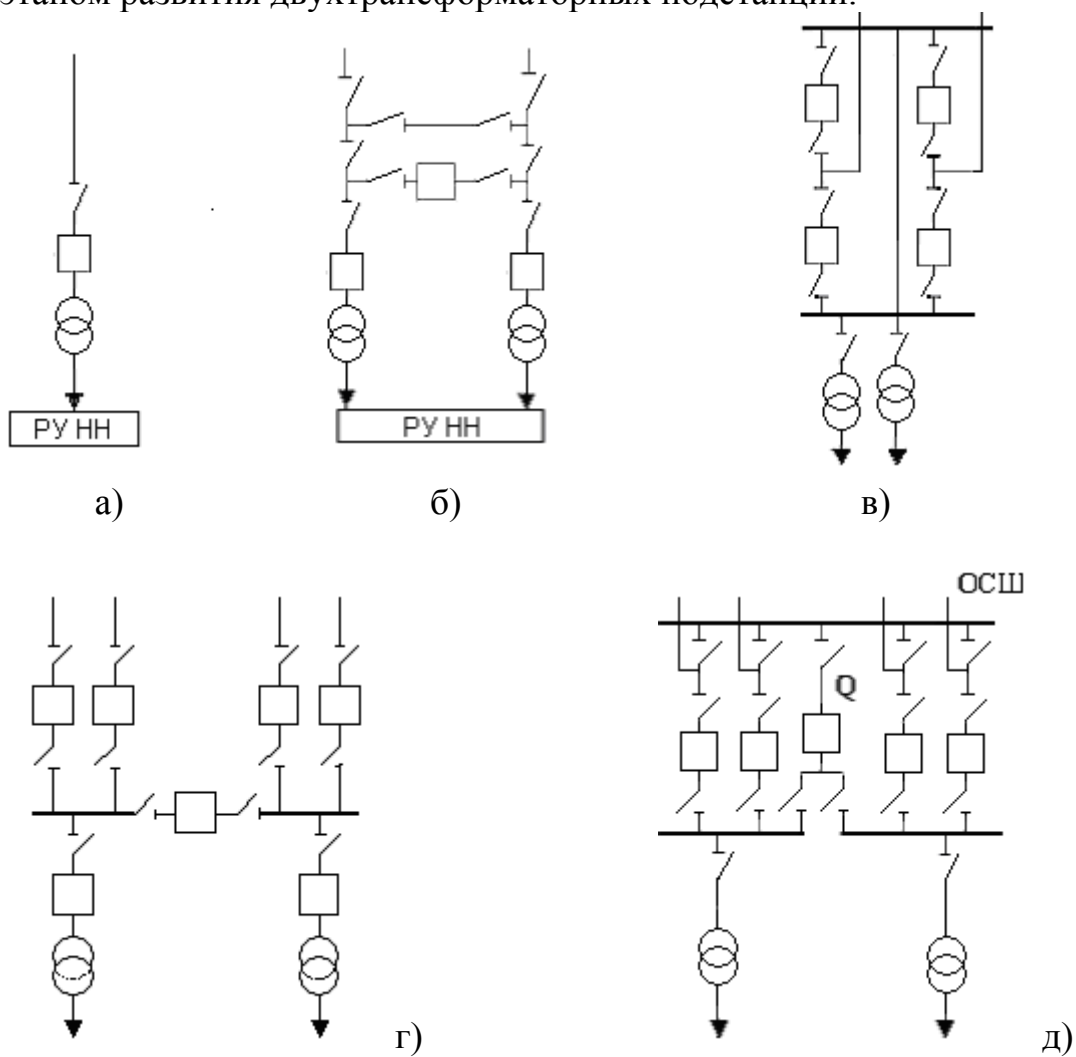
- возможности расширения РУ всех напряжений;

- возможности проведения ремонтных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.

В соответствии с этими требованиями разработаны типовые схемы подстанций различных напряжений и назначений. Принятие при проектировании системы электроснабжения схемы подстанции, отличающейся от типовой, должно быть обосновано технико-экономическими расчетами.

На рис. 5.4 приведены некоторые типовые схемы распределительных устройств 35...750 кВ высшего и среднего напряжения подстанций.

Блочные схемы, выполненные блоком линия-трансформатор (рис. 5.4,а), применяются для тупиковых и ответвительных подстанций, питающих неответственных потребителей, или являются первым этапом развития двухтрансформаторных подстанций.



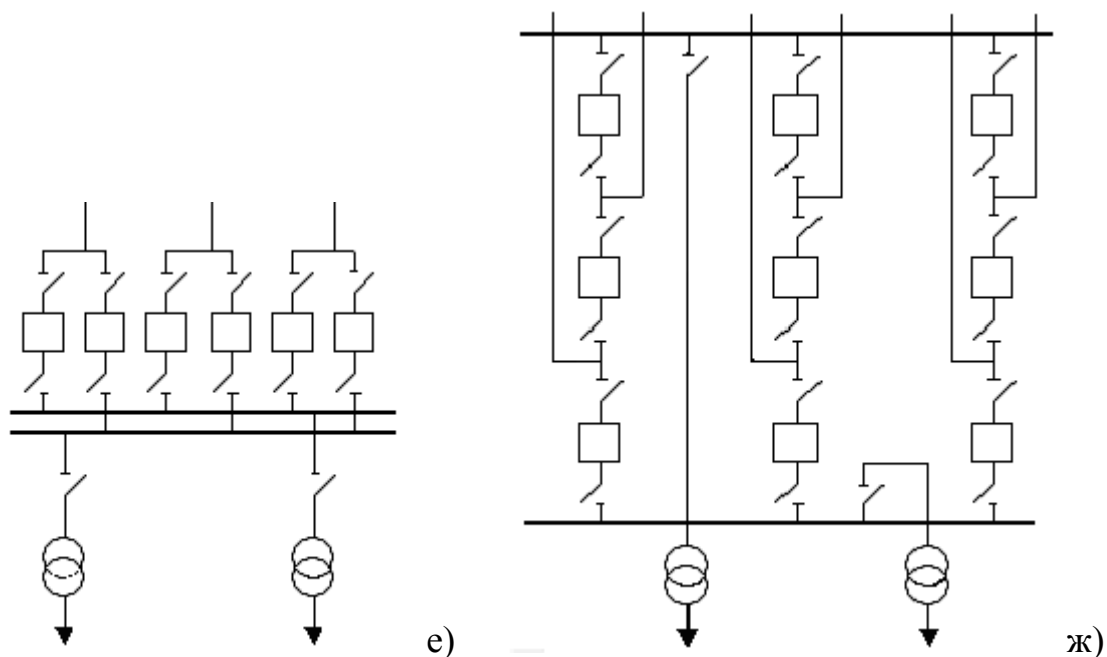


Рис. 5.4. Типовые схемы РУ высшего и среднего напряжения

Мостиковые схемы с перемычкой на высшем напряжении (рис. 5.4,б) широко применяются для двухтрансформаторных подстанций 110...220 кВ с трансформаторами мощностью до 125 МВ·А. Перемычка из двух разъединителей служит для выполнения ремонтных работ и называется *ремонтной*. При транзите мощности через подстанцию устанавливается вторая перемычка с силовым выключателем.

Схема четырехугольника (рис.5.4,в) применяется на подстанциях 220 кВ при мощности трансформаторов более 125 МВ·А и на подстанциях 330 кВ при их присоединении к электрической сети по двум линиям.

Схема с одной рабочей секционированной системой шин (рис.5.4,г) используется, как правило, на стороне среднего напряжения (35...110 кВ) подстанций 110...330 кВ. На стороне высшего напряжения такая схема используется для напряжения 110 кВ.

Схема с одной рабочей и обходной системами шин (рис.5.4,д) рекомендуется для подстанций с высшим напряжением 110 кВ при числе присоединений (линий и трансформаторов) до шести включительно. Такая схема позволяет выполнять ревизию и ремонт выключателей без отключения линий. При ремонте линейного выключателя соответствующая линия подключается через обходной выключатель Q к обходной системе шин ОСШ.

Схема с двумя выключателями на присоединение (рис.5.4,е) применяется при 3...4 линиях на подстанциях 330...500 кВ.

Полуторные схемы (полтора выключателя на присоединение) применяются на высшем напряжении подстанций 330...750 кВ и среднем напряжении (330...500 кВ) подстанций 750...1150 кВ (рис.5.4,ж).

На рис. 5.5 приведены типовые схемы распределительных устройств напряжением 6...10 кВ, выполненных на базе шкафов КРУ. С каждой стороны выключателя имеются втычные контакты, выполняющие роль разъединителей. Схема с одной секционированной системой шин (рис.5.5,а) применяется на подстанциях с трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения. Схемы с двумя секционированными системами шин (рис.5.5,б) применяются, как правило, при расщепленных обмотках трансформаторов.

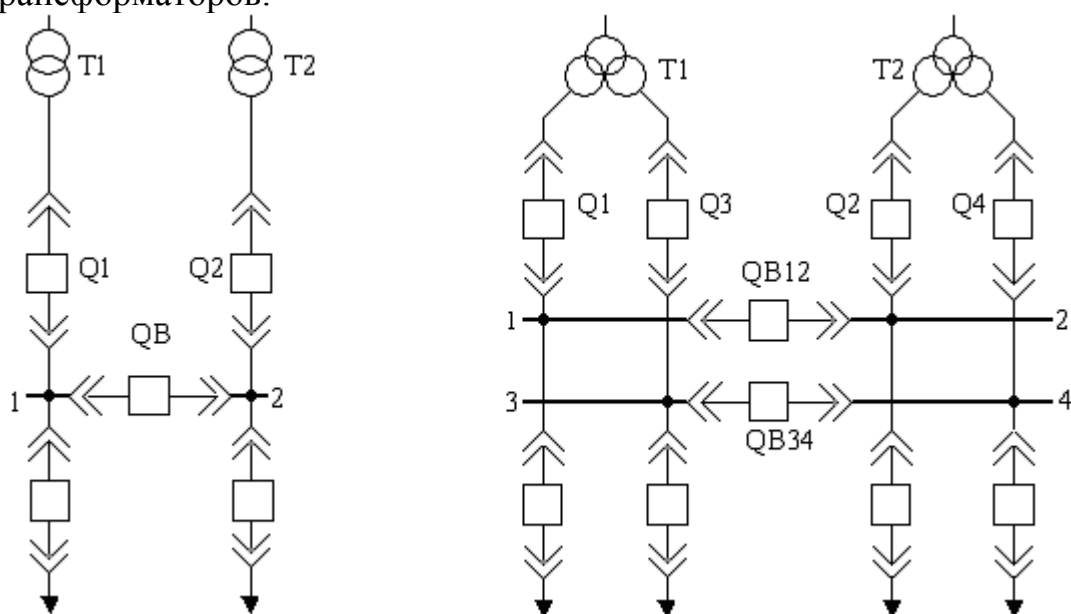


Рис. 5.5. Типовые схемы РУ 6...10 кВ подстанций

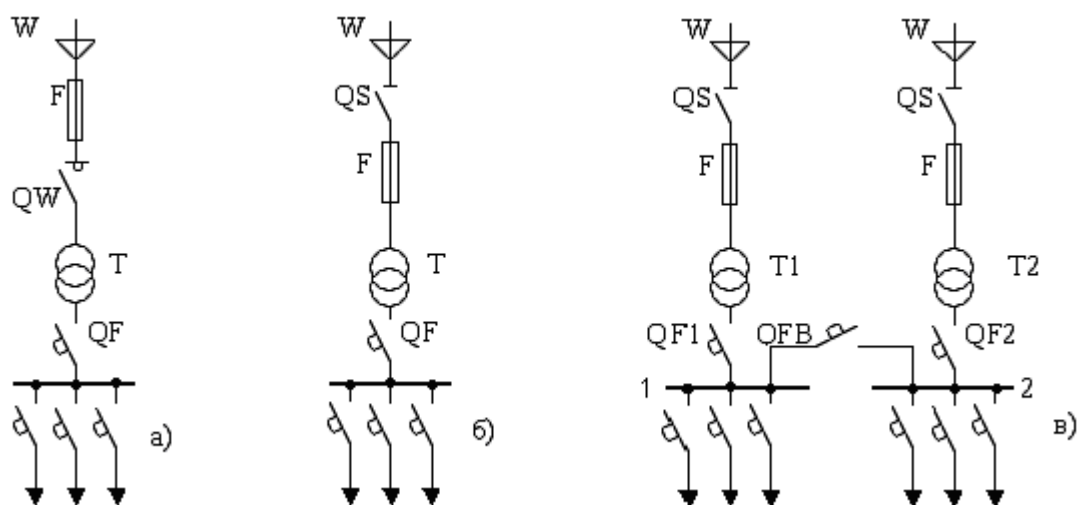
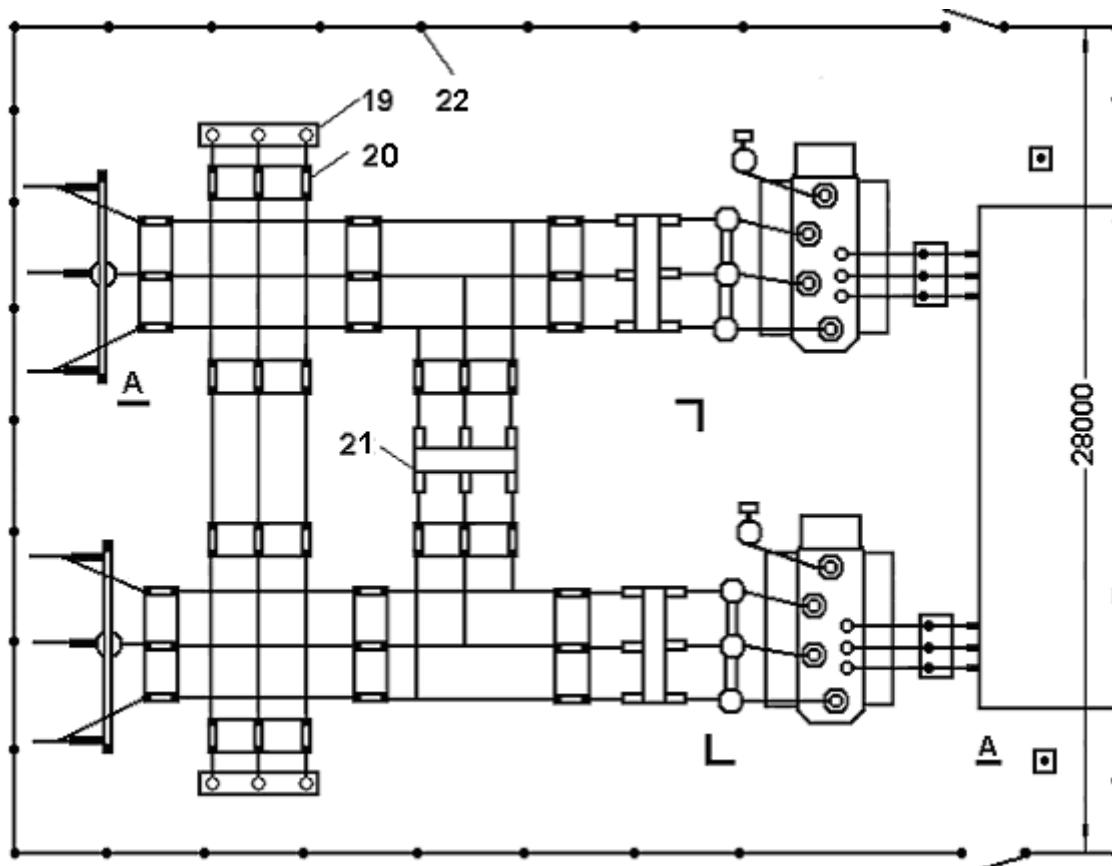


Рис. 5.6. Типовые схемы потребительских подстанций 6...10/0,4 кВ

Наиболее простые схемы имеют подстанции напряжением 6...10/0,4 кВ, осуществляющие непосредственное питание городских, сельских и промышленных потребителей. На рис. 5.6 приведены типовые схемы таких подстанций.

В зависимости от требуемой надежности электроснабжения потребителей на этих подстанциях устанавливают один (рис. 5.6, а, б) или два трансформатора (рис. 5.6, в). Ввод к подстанции выполняется кабелем или кабельной вставкой W. На первичной стороне подстанций устанавливают, как правило, разъединитель QS или выключатель нагрузки QW в комплекте с плавким предохранителем F.



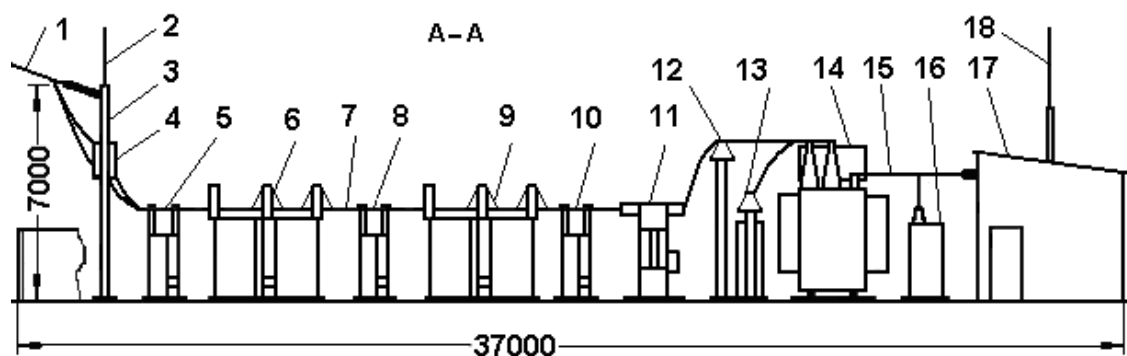


Рис. 5.7. Конструктивное выполнение (план и разрез А-А) подстанции напряжением 110/10 кВ:

1 - провода ВЛ; 2 - молниеотвод на портале; 3 - приемный портал; 4 - аппаратура высокочастотной связи; 5, 8, 10 – линейные разъединители; 6, 9 - разъединители в перемычках; 7, 15 - алюминиевые шины; 11 - выключатель; 12 - разрядник; 13 - разрядник и заземляющий нож в нейтрали трансформатора; 14 - силовой трансформатор; 16 - блок трансформатора собственных нужд; 17 - закрытое распределительное устройство 10 кВ; 18 - отдельно стоящий молниеотвод; 19 - трансформатор напряжения; 20 – разрядник; 21 - выключатель в перемычке; 22 - ограждение подстанции.

На стороне низшего напряжения устанавливаются, как правило, автоматические выключатели QF как на вводе к шинам 0,4 кВ, так и на отходящих от этих шин линиях. Двухтрансформаторные подстанции выполняются с двумя секциями шин 1 и 2, соединенных секционным автоматическим выключателем QFB.

В настоящее время самое широкое распространение получили комплектные трансформаторные подстанции КТП с высшим напряжением до 110 кВ включительно. Применение КТП, укрупненные блоки которых полностью изготовлены в заводских условиях, позволяет уменьшить объем строительно-монтажных работ, увеличить надежность электроснабжения, повысить безопасность обслуживания, уменьшить габариты подстанций.

В зависимости от назначения комплектация таких подстанций может быть самой разнообразной. На рис. 5.7 в качестве примера приведено конструктивное выполнение комплектной двухтрансформаторной подстанции напряжением 110/6...10 кВ. Распределительное устройство высшего напряжения выполнено открытым в соответствии со схемой рис. 5.4,б. Распределительное устройство низшего напряжения выполнено закрытым.

Контрольные вопросы к разделу 5

1. Назвать основные конструктивные элементы трансформатора.
2. Назвать шкалу номинальных мощностей трансформаторов?
3. Перечислить виды систем охлаждения трансформаторов.
4. Пояснить буквенно-цифровое обозначение трансформатора.
5. Что такое схема и группа соединений обмоток трансформатора?
6. Каковы конструктивные особенности автотрансформаторов по сравнению с трансформаторами?
7. Охарактеризовать основные конструкции РУ напряжением 35 кВ и выше.
8. Какие достоинства и недостатки имеют открытые и закрытые РУ?
9. Как выполняются элегазовые РУ?
10. Как выполняются РУ напряжением 6...10 кВ?
11. Назвать основную аппаратуру РУ.
12. Каково назначение силовых выключателей?
13. Назвать основные типы силовых выключателей.
14. Каково назначение разъединителей?
15. Какова область применения выключателей нагрузки и плавких предохранителей?
16. Назвать недостатки масляных и воздушных выключателей.
17. Назвать преимущества вакуумных и элегазовых выключателей.
18. Охарактеризовать назначение и область применения автоматических выключателей.
19. Дать классификацию подстанций по способу присоединения к электрической сети.
20. Назвать основные требования, предъявляемые к схемам подстанций.
21. Привести типовые схемы РУ напряжением 35 кВ и выше.
22. Привести типовые схемы РУ напряжением 6...10 кВ.
23. Привести типовые схемы потребительских подстанций 6...10/0,4 кВ.
24. Назвать основные преимущества комплектных трансформаторных подстанций.

6. Расчет конструктивной части воздушных линий

6.1. Общие сведения

ВЛ работает в естественных климатических условиях и подвергается ветровым и гололедным нагрузкам, изменениям температуры окружающего воздуха, воздействию грозы. Все климатические условия фиксируются на метеостанциях. На основании статистических данных метеостанций вся территория страны разделена на районы:

- по толщине стенки гололеда (пять районов);
- скоростным напорам ветра (семь районов);
- среднегодовой продолжительности гроз;
- пляске проводов - колебаниям проводов с большой амплитудой и малой частотой под воздействием ветровых и гололедных нагрузок (три района).

Карты районирования территории страны приводятся в ПУЭ.

В каждом районе фиксируются значения низшей и высшей температур воздуха, значения температур при максимальной скорости ветра, интенсивном гололедообразовании, грозе, рассчитывается среднегодовая температура.

При проектировании ВЛ необходимо учитывать климатические условия района, где будет сооружаться линия.

Одним из важных моментов проектирования ВЛ является расчет проводов и тросов на механическую прочность. Расчет опор и других элементов ВЛ (изоляторов, арматуры), как правило, не производится. Эти элементы, в частности опоры, выбираются из унифицированного ряда с учетом климатических условий района сооружения ВЛ. Для каждой унифицированной опоры в справочных материалах указываются ее размеры и область применения (см. приложения 3 и 4).

Под расчетом проводов и тросов ВЛ на механическую прочность понимается определение механического напряжения в проводах и тросах при различных сочетаниях климатических условий и сопоставление этих напряжений с допустимыми значениями. Расчеты проводов и тросов имеют много общего, поэтому ниже под термином "провод" будет подразумеваться и трос, а отличительные особенности расчета троса будут рассмотрены в п. 6.5.

Основными факторами, влияющими на механическое напряжение в проводе, являются:

- температура окружающего воздуха;

гололедные нагрузки;
ветровые нагрузки.

При изменении температуры воздуха меняется внутреннее механическое напряжение в проводе за счет изменения длины провода в пролете. Гололед и ветер влияют на механическое напряжение в проводе за счет внешнего механического воздействия.

Как отмечалось в п. 1.2, для ВЛ применяются, главным образом, сталеалюминиевые провода. Физико-механические характеристики алюминия и стали существенно отличаются. В практических инженерных расчетах сталеалюминиевых проводов используются эквивалентные физико-механические характеристики, приведенные к проводу в целом:

модуль упругости E ;
температурный коэффициент линейного удлинения α ;
механическое напряжение σ .

Характеристики сталеалюминиевых проводов различного сечения приведены в приложении 1.

ПУЭ устанавливают допустимые механические напряжения в проводе для трех режимов:

режима низшей температуры $[\sigma_{tmin}]$;
режима среднегодовой температуры $[\sigma_{tcp}]$;
режима наибольшей внешней нагрузки $[\sigma_{pmax}]$.

Основной задачей механического расчета провода является определение таких условий его монтажа, чтобы в процессе эксплуатации линии механические напряжения в проводе в режимах низшей температуры σ_{tmin} , среднегодовой температуры σ_{tcp} и наибольшей внешней нагрузки σ_{pmax} не превышали допустимых значений.

Таким образом, условия проверки провода на механическую прочность имеют следующий вид:

$$\sigma_{tmin} \leq [\sigma_{tmin}]; \quad \sigma_{tcp} \leq [\sigma_{tcp}]; \quad \sigma_{pmax} \leq [\sigma_{pmax}]. \quad (6.1)$$

Кроме указанных трех режимов, ПУЭ устанавливают и другие расчетные режимы, которые по мере необходимости будут рассмотрены ниже.

6.2. Удельные нагрузки на провод

При выполнении механического расчета проводов различных сечений F при различной длине пролета l удобно пользоваться удельными механическими нагрузками на провод, т.е. нагрузками, приведенными к 1 м длины пролета и 1 мм² сечения провода. Размерность удельной нагрузки - даН/м·мм².

Удельная нагрузка от собственного веса провода определяется через вес P одного км провода и его сечение, как

$$p_1 = P \cdot 10^{-3} / F. \quad (6.2)$$

Удельная нагрузка от веса гололеда на проводе исходя из цилиндрической формы гололедных отложений составляет

$$p_2 = \pi g_0 C_{\max} (d + C_{\max}) / F, \quad (6.3)$$

где $g_0 = 0,9 \cdot 10^3$ даН/м³ = $0,9 \cdot 10^{-3}$ даН/м·мм² - плотность льда;

$C_{\max}$ - максимальная толщина стенки гололеда в соответствии с районом страны по гололеду, мм;

d - диаметр провода, мм.

Суммарная удельная нагрузка от веса провода и гололеда определяется суммированием нагрузок p_1 и p_2 , поскольку обе эти нагрузки имеют одинаковое вертикальное направление. Таким образом,

$$p_3 = p_1 + p_2. \quad (6.4)$$

Ветровая нагрузка действует на провод в горизонтальном направлении. При расчете удельной нагрузки от воздействия ветра учитывают максимальный скоростной напор ветра $Q_{\max}$, даН/м², в соответствии с районом страны по ветру. Этот скоростной напор и скорость ветра $V_{\max}$ связаны соотношением

$$Q_{\max} \cong V_{\max}^2 / 16. \quad (6.5)$$

Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу при отсутствии гололеда, составляет

$$p_4 = Q_{\max} d \cdot 10^{-3} / F. \quad (6.6)$$

Удельная нагрузка от давления ветра при наличии на проводе гололеда составляет

$$p_5 = 0,25 Q_{\max} (d + 2C_{\max}) \cdot 10^{-3} / F. \quad (6.7)$$

При определении удельной нагрузки p_5 считается невозможным одновременное воздействие на провод и максимального напора ветра и максимального гололеда. Поэтому при расчете этой удельной нагрузки принимается, что напор ветра составляет $0,25 Q_{\max}$.

Удельная нагрузка от веса провода без гололеда и ветра составляет

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}. \quad (6.8)$$

Удельная нагрузка от веса провода, покрытого гололедом, и ветра составляет

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}. \quad (6.9)$$

Удельные нагрузки p_6 и p_7 определяются геометрическим сложением составляющих, поскольку эти составляющие направлены вертикально (p_1 и p_3) и горизонтально (p_4 и p_5).

Для расчета проводов на механическую прочность ПУЭ регламентируют следующие сочетания климатических условий (режимы):

1. Режим низшей температуры при отсутствии ветра и гололеда, характеризуемый удельной нагрузкой p_1 и температурой $t_{\min}$;
2. Режим среднегодовой температуры при отсутствии ветра и гололеда, характеризуемый удельной нагрузкой p_1 и температурой $t_{\text{ср}}$;
3. Режим наибольшей внешней нагрузки, характеризуемый удельной нагрузкой $p_{\max}$ и температурой $t_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$;

Температура $t_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$, при которой имеют место интенсивное гололедообразование и максимальная ветровая нагрузка установлена по данным метеорологических наблюдений и принимается одинаковой для всех районов страны.

В режиме 3 в качестве наибольшей удельной нагрузки $p_{\max}$ принимается нагрузка p_6 или p_7 . При соотношении $p_7 > p_6$ принимается $p_{\max} = p_7$. При соотношении $p_6 > p_7$ принимается $p_{\max} = p_6$.

6.3. Уравнение состояния провода. Исходный режим

Механическое напряжение в проводе изменяется в зависимости от удельной нагрузки на провод и температуры окружающего воздуха. Для двух любых режимов, режима "i" и режима "j", характеризующихся удельными нагрузками p_i и p_j и температурами t_i и t_j , механические напряжения в проводе σ_i и σ_j в этих режимах связаны уравнением состояния провода. Это уравнение имеет следующий вид:

$$\sigma_i + \alpha E t_i - p_i^2 l^2 E / 24\sigma_i^2 = \sigma_j + \alpha E t_j - p_j^2 l^2 E / 24\sigma_j^2, \quad (6.10)$$

где α – температурный коэффициент линейного удлинения материала провода, $1/^\circ\text{C}$;

E – модуль упругости материала провода, даН/мм^2 ;

l – расчетная длина пролета, м, зависящая от типа выбранной опоры (см. приложение 4).

По этому уравнению необходимо определить механические напряжения в проводе в режимах низшей температуры ($p_1, t_{\min}$), среднегодовой температуры ($p_1, t_{\text{ср}}$) и наибольшей внешней нагрузки ($p_{\max}, t_{\Gamma} = -5^\circ\text{C}$) и проверить условия (6.1).

Прямое решение уравнения (6.10) для двух любых режимов невозможно, поскольку это уравнение содержит два неизвестных напряжения: σ_i и σ_j .

Введем понятие *исходного режима*. Это такой режим, в котором механическое напряжение в проводе равно допустимому значению, при этом во всех других режимах механическое напряжение в проводе меньше допустимого.

Поскольку для расчета механической прочности провода необходимо рассмотреть только три режима, а исходным режимом может быть любой из этих трех режимов, воспользуемся методом перебора возможных вариантов. Таких вариантов три.

1. *Исходный режим* - режим наибольшей внешней нагрузки с параметрами $p_{\max}$ и $t_{\Gamma} = -5^\circ\text{C}$. Напряжение в проводе в этом исходном режиме считается известным и равным допустимому для этого режима, т.е. $\sigma_{p\max} = [\sigma_{p\max}]$. Подставив параметры исходного режима в левую часть уравнения состояния провода (6.10), вычислим ее значение:

$$C = [\sigma_{p\max}] + \alpha E t_{\Gamma} - p_{\max}^2 l^2 E / 24[\sigma_{p\max}]^2. \quad (6.11)$$

В правую часть уравнения (6.10) подставим параметры режима низшей температуры p_1 и $t_{\min}$. Уравнение (6.10) сведется к неполному кубическому уравнению вида

$$\sigma_{\min}^3 + A\sigma_{\min}^2 + B = 0, \quad (6.12)$$

где $A = \alpha E t_{\min} - C$;

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (6.12), найдем напряжение в проводе в режиме низшей температуры $\sigma_{\min}$. Рекомендации по решению кубического уравнения приведены в приложении 6.

Далее в правую часть уравнения состояния (6.10) подставим параметры режима среднегодовой температуры p_1 и $t_{\text{ср}}$. Уравнение (6.10) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{\text{ср}}^3 + A\sigma_{\text{ср}}^2 + B = 0, \quad (6.13)$$

где $A = \alpha E t_{\text{ср}} - C$;

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (6.12), найдем напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры $\sigma_{\text{ср}}$.

Проверим условия (6.1). Если они выполняются, исходный режим выбран верно. В противном случае рассматриваем вариант 2.

2. *Исходный режим - режим низшей температуры* с параметрами p_1 и $t_{\min}$. Напряжение в проводе в этом исходном режиме считается известным и равным допустимому для этого режима, т.е. $\sigma_{\min} = [\sigma_{\min}]$. Подставив параметры этого режима в левую часть уравнения состояния провода (6.10), вычислим ее значение:

$$C = [\sigma_{\min}] + \alpha E t_{\min} - p_1^2 l^2 E / 24 [\sigma_{\min}]^2. \quad (6.14)$$

В правую часть уравнения состояния (6.10) подставим параметры режима наибольшей внешней нагрузки $p_{\max}$ и $t_{\Gamma} = -5^\circ\text{C}$. Уравнение (6.10) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{\text{pmax}}^3 + A\sigma_{\text{pmax}}^2 + B = 0, \quad (6.15)$$

где $A = \alpha E t_{\Gamma} - C$;

$$B = - p_{\max}^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (6.15), найдем напряжение в проводе в режиме наибольшей внешней нагрузки $\sigma_{\max}$.

Далее в правую часть уравнения состояния (6.10) подставим параметры режима среднегодовой температуры p_1 и $t_{\text{ср}}$. Уравнение (6.10) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{\text{ср}}^3 + A\sigma_{\text{ср}}^2 + B = 0, \quad (6.16)$$

где $A = \alpha E t_{\text{ср}} - C$;

$$B = - p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (6.16), найдем напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры $\sigma_{\text{ср}}$.

Проверим условия (6.1). Если они выполняются, исходный режим выбран верно. В противном случае рассматриваем вариант 3.

3. *Исходный режим - режим среднегодовой температуры* с параметрами p_1 и $t_{\text{ср}}$. Напряжение в проводе в этом исходном режиме считается известным и равным допустимому для этого режима, т.е. $\sigma_{\text{ср}} = [\sigma_{\text{ср}}]$. Подставив параметры этого режима в левую часть уравнения состояния провода (6.10), вычислим ее значение:

$$C = [\sigma_{\text{ср}}] + \alpha E t_{\text{ср}} - p_1^2 l^2 E / 24 [\sigma_{\text{ср}}]^2. \quad (6.17)$$

В правую часть уравнения состояния (6.10) подставим параметры режима низшей температуры p_1 и $t_{\min}$. Уравнение (6.10) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{\text{tmin}}^3 + A\sigma_{\text{tmin}}^2 + B = 0, \quad (6.18)$$

где $A = \alpha E t_{\min} - C$;

$$B = - p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (6.18), найдем напряжение в проводе в режиме низшей температуры σ_{tmin} .

Далее в правую часть уравнения состояния (6.10) подставим параметры режима наибольшей внешней нагрузки $p_{\max}$ и $t_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$. Уравнение (6.10) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{\text{pmax}}^3 + A\sigma_{\text{pmax}}^2 + B = 0, \quad (6.19)$$

где $A = \alpha E t_{\Gamma} - C$;

$$B = - p_{\max}^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (6.19), найдем напряжение в проводе в режиме наибольшей внешней нагрузки $\sigma_{p\max}$.

Проверим условия (6.1). Если они выполняются, исходный режим выбран верно.

В одном из трех рассмотренных вариантов условия (6.1) будут обязательно выполнены. В исходном режиме, отвечающем этому варианту, напряжение в проводе будет равно допустимому напряжению, а в двух других режимах напряжения в проводе будут меньше допустимого.

6.4. Расчет монтажных стрел провеса

Как отмечалось выше, основной задачей механического расчета провода является определение таких условий его монтажа, чтобы в процессе эксплуатации линии механические напряжения в проводе в режимах низшей температуры, среднегодовой температуры и наибольшей внешней нагрузки не превышали допустимых значений.

Введем понятие монтажного режима. Монтаж проводов осуществляется при отсутствии гололеда, сильного ветра, но при любой температуре. Следовательно, монтажный режим характеризуется удельной нагрузкой p_1 , температурой монтажа t_m и механическим напряжением в проводе при его монтаже σ_m . Температура монтажа t_m может изменяться в пределах

$$t_{\min} \leq t_m \leq t_{\max}, \quad (6.20)$$

где $t_{\max}$ - высшая температура, установленная на основе метеорологических наблюдений в данном районе.

Механическое напряжение в проводе в монтажном режиме σ_m рассчитывается по уравнению состояния провода (6.10), в левую часть которого подставляются параметры исходного режима $[\sigma_{исх}]$, $p_{исх}$ и $t_{исх}$, а в правую – параметры монтажного режима p_1 и t_m . Температура монтажа изменяется в диапазоне (6.20) с шагом $\Delta t = 5...10^\circ\text{C}$. По результатам расчетов строится зависимость $\sigma_m = f(t_m)$, показанная на рис. 6.1.

Пользоваться зависимостью $\sigma_m = f(t_m)$ при монтаже провода весьма неудобно, поскольку непосредственный замер механического напряжения в проводе затруднителен. Поэтому от механического

напряжения в проводе переходят к его стреле провеса, которая рассчитывается по выражению

$$f_m = p_1 l^2 / 8\sigma_m. \quad (6.21)$$

Стрелу провеса удобно контролировать при монтаже провода. Зависимость $f_m = f(t_m)$, называемая также монтажным графиком, приведена на рис. 6.1.

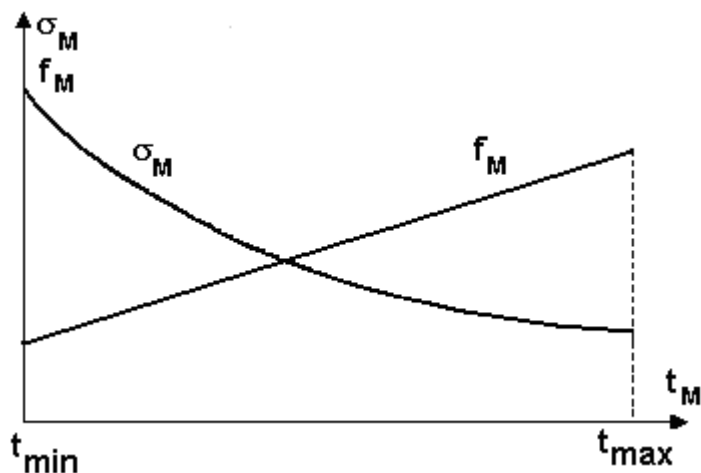


Рис. 6.1. Монтажный график провода сечением F в пролете длиной l

Таким образом, при монтаже провода его стрелу провеса следует устанавливать в соответствии с зависимостью $f_m = f(t_m)$. При этом механическое напряжение в проводе во всех возможных в эксплуатации сочетаниях климатических условий не превысит допустимого значения.

6.5. Проверка габарита воздушной линии

ПУЭ устанавливают наименьшее допустимое расстояние от низшей точки провисания провода до земли. Это расстояние называется габаритом ВЛ. В табл. 6.1 приведены наименьшие допустимые значения габарита h_r для ВЛ различного напряжения в зависимости от характера местности.

Т а б л и ц а 6.1.

Характер местности	Габарит h_{Γ} , м, при напряжении		
	35 кВ	110 кВ	220 кВ
населенная	7	7	8
ненаселенная	6	6	7
труднодоступная	5	5	6

При выбранной конструкции унифицированной опоры величина габарита воздушной линии h_{Γ} должна удовлетворять условию, вытекающему из рис. 6.2:

$$h_{\Pi-3} - \lambda - f_{\max} \geq h_{\Gamma}, \quad (6.22)$$

где $h_{\Pi-3}$ - расстояние от точки подвеса нижнего провода до земли;

λ - длина гирлянды изоляторов (см. Приложение 5);

$f_{\max}$ - максимальная стрела провеса провода.

Из условия (6.22) видно, что величина габарита ВЛ зависит от максимальной стрелы провеса провода $f_{\max}$, поскольку остальные составляющие этого условия однозначно определяются геометрическими размерами опоры и гирлянды изоляторов (см. приложение 3 и 5). Поэтому для проверки регламентируемого ПУЭ габарита ВЛ необходимо знать максимальную стрелу провеса провода $f_{\max}$.

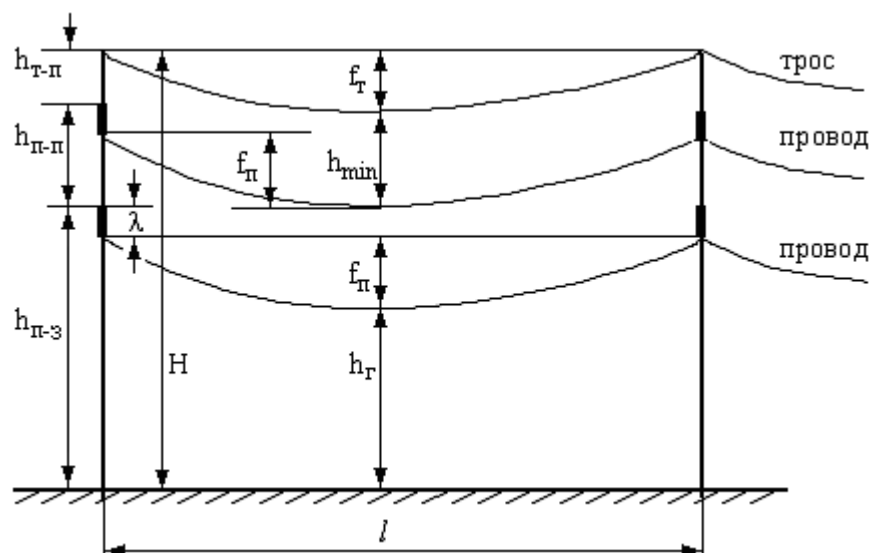


Рис. 6.2. Фрагмент воздушной линии электропередачи

Максимальная стрела провеса провода $f_{\max}$ может иметь место в одном из двух режимов:

в режиме максимальной температуры, когда провод в пролете имеет максимальную длину, вследствие температурного удлинения; этот режим характеризуется параметрами p_1 и $t_{\max}$;

в режиме максимального гололеда без ветра, когда провод максимально растянут в вертикальном направлении внешней нагрузкой; этот режим характеризуется параметрами p_3 и $t_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$.

Для каждого из этих двух режимов решается уравнение состояния провода (6.10), в левую часть которого подставляются параметры исходного режима $[\sigma_{\text{исх}}]$, $p_{\text{исх}}$ и $t_{\text{исх}}$, а в правую часть - параметры режима максимальной температуры p_1 и $t_{\max}$ или параметры режима гололеда без ветра p_3 , $t_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$.

В результате решения неполного кубического уравнения вычисляются механические напряжения в проводе в режиме максимальной температуры $\sigma_{t\max}$ и в режиме гололеда без ветра σ_{Γ} . Через эти напряжения по выражениям

$$f_{\max} = p_3 l^2 / 8\sigma_{\Gamma}, \quad (6.23)$$

$$f_{\max} = p_1 l^2 / 8\sigma_{t\max} \quad (6.24)$$

рассчитываются максимальные значения стрел провеса провода и проверяется условие (6.22). При невыполнении этого условия следует, например, принять унифицированную опору большей строительной высоты H .

6.6. Особенности механического расчета троса

Физико-механические характеристики тросов приведены в приложении 2. Расчет удельных нагрузок на трос $p_{1\text{т}} \dots p_{7\text{т}}$ аналогичен расчету удельных нагрузок для провода. Проверка троса на механическую прочность выполняется для тех же режимов, что и провода: режима низшей температуры, среднегодовой температуры и наибольшей внешней нагрузки. Условия проверки провода на прочность аналогичны условиям (6.1)

$$\sigma_{\text{тmin}} \leq [\sigma_{\text{тmin}}]; \quad \sigma_{\text{тtcp}} \leq [\sigma_{\text{тtcp}}]; \quad \sigma_{\text{тpmax}} \leq [\sigma_{\text{тpmax}}]. \quad (6.25)$$

Основным требованием, предъявляемым к грозозащитному тросу, является надежная защита проводов ВЛ от прямых ударов молнии. Для этого ПУЭ устанавливают наименьшее допустимое расстояние по вертикали $h_{\min}$ между тросом и проводом в середине пролета при грозовом режиме (см. рис. 6.2). Значения $h_{\min}$, зависящие только от длины пролета l , приведены в табл. 6.2. При длинах пролетов, не указанных в табл. 6.2, расстояние $h_{\min}$ определяется линейной аппроксимацией.

Т а б л и ц а 6.2

Пролет l , м	100	150	200	300	400	500
Расстояние $h_{\min}$, м	2,0	3,2	4,0	5,5	7,0	8,5

При расчете троса на механическую прочность *в качестве исходного режима принимается грозовой режим*, характеризующийся удельной нагрузкой p_{1T} и температурой грозы $t_{гр} = 15^\circ\text{C}$. В отличие от расчета провода этот режим не определяется, а является заданным. Однако механическое напряжение в тросе в исходном грозовом режиме неизвестно, поэтому непосредственно воспользоваться уравнением состояния (6.10) для проверки механической прочности троса невозможно.

После определения удельных нагрузок на трос $p_{1T} \dots p_{7T}$ механический расчет троса выполняется в следующей последовательности.

1. Определяется стрела провеса провода в грозовом режиме $f_{гр}$. Значение $f_{гр}$ берется из п. 6.4 (рис. 6.1) для $t_m = t_{гр} = 15^\circ\text{C}$.

2. Определяется стрела провеса троса в грозовом режиме $f_{т гр}$. Как следует из рис. 6.2, эта стрела провеса должна удовлетворять условию

$$f_{т гр} \leq f_{гр} + \lambda + h_{т-п} - h_{\min}. \quad (6.26)$$

3. По выражению, аналогичному (6.21), вычисляется механическое напряжение в тросе в грозовом режиме:

$$\sigma_{т гр} = p_{т1} l^2 / 8f_{т гр}. \quad (6.27)$$

4. По уравнению состояния (6.10) при исходном грозовом режиме ($\sigma_{т гр}$, $p_{т1}$, $t_{гр} = 15^\circ\text{C}$) рассчитываются механические напряжения в тросе в режимах низшей температуры ($p_{т1}$, $t_{\min}$),

среднегодовой температуры ($p_{т1}$, $t_{ср}$) и наибольшей внешней нагрузки ($p_{т\max}$, $t_{г} = -5^{\circ}\text{C}$).

5. Проверяются условия прочности троса (6.25). При невыполнении этих условий следует увеличить расстояние между точками подвеса троса и верхнего провода. Для этой цели в верхней части опоры могут устанавливаться специальные тросостойки, размеры которых могут изменяться (см. приложение 3).

6. Расчет монтажных стрел провеса троса при исходном грозовом режиме полностью аналогичен расчету монтажных стрел провеса провода.

6.7. Пример механического расчета провода

Выполнить механический расчет проводов марки АС150 двухцепной воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ, сооружаемой на металлических опорах в населенной местности.

Расчетные климатические условия:

III район по гололеду (максимальная толщина стенки гололеда $C_{\max} = 15$ мм);

III район по скоростному напору ветра (максимальный напор ветра $Q_{\max} = 50$ даН/м²);

минимальная температура -20°C ;

максимальная температура $+40^{\circ}\text{C}$;

среднегодовая температура $+10^{\circ}\text{C}$.

1. Выбор опоры.

На основании исходных данных из приложения 4 предварительно выбираем промежуточную, двухцепную, стальную опору на напряжение 110 кВ типа П110-6. Габаритный пролет для этой опоры с проводом АС150 составляет $l_r = 310$ м. Расчетный пролет принимаем равным $l = 0,9l_r \cong 280$ м. Геометрические размеры опоры указаны в приложении 3: $H = 35$ м, $h_{т-п} = 4$ м, $h_{п-з} = 19$ м, $h_{п-п} = 6$ м.

2. Удельные нагрузки на провод.

Из таблицы физико-механических характеристик проводов (Приложение 1) находим вес одного километра провода $P = 600$ даН/км и диаметр провода $d = 17,1$ мм провода марки АС150.

По формулам (6.2 – 6.9) рассчитываем удельные нагрузки:

$$p_1 = P \cdot 10^{-3} / F = 600 / 10^{-3} / 150 = 0,004 \text{ даН/м}\cdot\text{мм}^2;$$

$$p_2 = \pi g_0 C_{\max} (d + C_{\max}) / F = 3,14 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 15(17,1 + 15) / 150 = \\ = 0,0091 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2;$$

$$p_3 = p_1 + p_2 = 0,004 + 0,0091 = 0,0131 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2;$$

$$p_4 = Q_{\max} d \cdot 10^{-3} / F = 50 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} / 150 = 0,0057 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2;$$

$$p_5 = 0,25 Q_{\max} (d + 2C_{\max}) \cdot 10^{-3} / F = 0,25 \cdot 50(17,1 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} / 150 = \\ = 0,0039 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2;$$

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2} = \sqrt{0,004^2 + 0,0057^2} = 0,007 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2;$$

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2} = \sqrt{0,0131^2 + 0,0039^2} = 0,0137 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Наибольшая удельная нагрузка $p_{\max} = p_7 = 0,0137 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$.

3. Определение исходного режима.

В качестве исходного режима предварительно примем режим наибольшей внешней нагрузки. Параметры этого режима $p_{\max} = 0,0137 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$, $t_r = -5^\circ\text{C}$, $\sigma_{p\max} = [\sigma_{p\max}] = 13 \text{ даН/мм}^2$.

Значение температуры гололедообразования $t_r = -5^\circ\text{C}$ принято в соответствии с рекомендациями ПУЭ, значение допустимого механического напряжения $[\sigma_{p\max}]$ - из таблицы физико-механических характеристик проводов (см. приложение 1).

По выражению (6.11) вычислим левую часть уравнения состояния провода

$$C = [\sigma_{p\max}] + \alpha E t_r - p_{\max}^2 l^2 E / 24 [\sigma_{p\max}]^2 = \\ = 13 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5) - 0,0137^2 \cdot 280^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 / (24 \cdot 13^2) = \\ = -17.$$

В правую часть уравнения состояния провода подставим параметры режима низшей температуры $p_1 = 0,004 \text{ даН/мм}^2$, $t_{\min} = -20^\circ\text{C}$. Коэффициенты A и B неполного кубического уравнения будут соответственно равны

$$A = \alpha E t_{\min} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-20) + 17 = 14,33;$$

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24 = -0,004^2 \cdot 280^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 / 24 = -431.$$

Неполное кубическое уравнение для режима низшей температуры (6.12) будет иметь вид

$$\sigma_{\text{tmin}}^3 + 14,33\sigma_{\text{tmin}}^2 - 431 = 0.$$

Решение этого уравнения в соответствии с рекомендациями приложения 6 (начальное приближение $\sigma_0 = 13$ даН/мм²) дает величину механического напряжения в проводе в режиме низшей температуры $\sigma_{\text{tmin}} = 4,8$ даН/мм².

В правую часть уравнения состояния подставим параметры режима среднегодовой температуры $p_1 = 0,004$ даН/мм², $t_{\text{cp}} = 10^\circ\text{C}$. Коэффициенты A и B неполного кубического уравнения будут соответственно равны

$$A = \alpha E t_{\text{cp}} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 10 + 17 = 19,$$

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24 = -431.$$

Неполное кубическое уравнение для режима среднегодовой температуры (6.13) будет иметь вид

$$\sigma_{\text{tcp}}^3 + 19\sigma_{\text{tcp}}^2 - 431 = 0.$$

Решение этого уравнения (начальное приближение $\sigma_0 = 8,7$ даН/мм²) дает величину механического напряжения в проводе в режиме среднегодовой температуры $\sigma_{\text{tcp}} = 4,3$ даН/мм².

Проверим условия механической прочности провода (6.1):

в режиме наибольшей внешней нагрузки $\sigma_{\text{pmax}} = 13$ даН/мм² = $[\sigma_{\text{pmax}}]$;

в режиме минимальной температуры $\sigma_{\text{tmin}} = 4,8$ даН/мм² < $[\sigma_{\text{tmin}}]$;

в режиме средней температуры $\sigma_{\text{tcp}} = 4,3$ даН/мм² < $[\sigma_{\text{tcp}}]$.

Условия (6.1) выполняются, следовательно, исходный режим выбран правильно.

4. Расчет монтажных стрел провеса провода.

Для двух значений температуры $t_{\text{min}} = -20^\circ\text{C}$ и $t_{\text{cp}} = 10^\circ\text{C}$ величины механического напряжения в проводе вычислены выше и составляют

соответственно $\sigma_{\text{tmin}} = 4,8$ даН/мм² и $\sigma_{\text{tcp}} = 4,3$ даН/мм². Выполним расчет механического напряжения в проводе для режима высшей температуры $t_{\text{max}} = 40^\circ\text{C}$.

В правую часть уравнения состояния провода подставим параметры режима высшей температуры $p_1 = 0,004$ даН/мм², $t_{\text{max}} = 40^\circ\text{C}$. Коэффициенты A и B неполного кубического уравнения будут соответственно равны

$$A = \alpha E t_{\text{max}} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 40 + 17 = 23,8;$$

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24 = -431.$$

Неполное кубическое уравнение для режима высшей температуры будет иметь вид

$$\sigma_{\text{tmax}}^3 + 23,8\sigma_{\text{tmax}}^2 - 431 = 0.$$

Решение этого уравнения дает величину механического напряжения в проводе в режиме высшей температуры $\sigma_{\text{tmax}} = 3,9$ даН/мм².

Для трех значений температуры по формуле, аналогичной (6.21), вычислим стрелы провеса провода:

$$f_{\text{tmin}} = p_1 l^2 / 8\sigma_{\text{tmin}} = 0,004 \cdot 280^2 / 8 \cdot 4,8 = 8,25 \text{ м};$$

$$f_{\text{tcp}} = p_1 l^2 / 8\sigma_{\text{tcp}} = 0,004 \cdot 280^2 / 8 \cdot 4,3 = 9,13 \text{ м};$$

$$f_{\text{tmax}} = p_1 l^2 / 8\sigma_{\text{tmax}} = 0,004 \cdot 280^2 / 8 \cdot 3,9 = 9,95 \text{ м}.$$

По полученным значениям стрел провеса строим монтажный график $f=f(t)$, показанный на рис. 6.3.

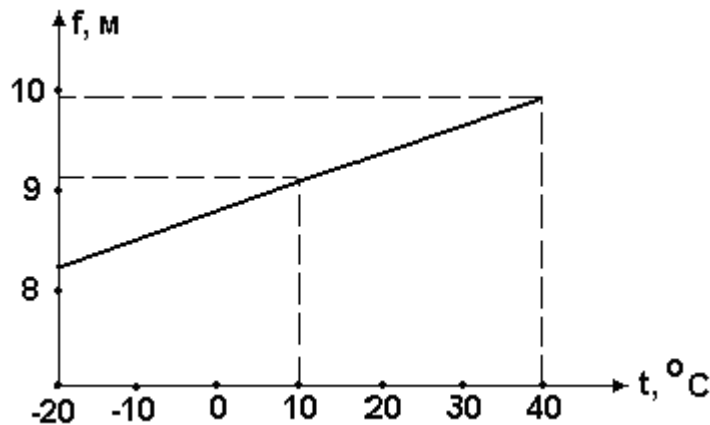


Рис. 6.3. Монтажный график сталеалюминиевого провода сечением 150 мм^2 в пролете длиной 280 м

Этот график дает информацию монтажникам и обслуживающему персоналу о величине стрелы провеса провода при любой температуре окружающей среды.

5. Проверка габарита воздушной линии.

Для проверки габарита воздушной линии необходимо знать максимальное значение стрелы провеса провода $f_{\max}$. Как отмечалось в п. 6.5, максимальная стрела провеса провода имеет место в одном из двух режимов: в режиме высшей температуры или в режиме максимального гололеда без ветра. Стрела провеса в режиме высшей температуры определена выше и составляет $f_{\max} = 9,95 \text{ м}$.

Выполним расчет механического напряжения в проводе и его стрелы провеса для режима максимального гололеда без ветра. В правую часть уравнения состояния провода подставим параметры этого режима $p_3 = 0,0131 \text{ даН/мм}^2$, $t_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$. Коэффициенты A и B неполного кубического уравнения будут соответственно равны

$$A = \alpha E t_{\Gamma} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5) + 17 = 16,7;$$

$$B = -p_3^2 l^2 E / 24 = 0,013^2 \cdot 280^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 / 24 = -4605.$$

Неполное кубическое уравнение для режима гололеда без ветра будет иметь вид

$$\sigma_{\Gamma}^3 + 16,7\sigma_{\Gamma}^2 - 4605 = 0.$$

Решение этого уравнения дает величину механического напряжения в проводе в режиме гололеда без ветра $\sigma_r = 12,5 \text{ даН/мм}^2$. Стрела провеса провода в этом режиме составит

$$f_r = p_3 l^2 / 8\sigma_r = 0,013 \cdot 280^2 / 8 \cdot 12,5 = 10,2 \text{ м.}$$

Итак, максимальная стрела провеса провода $f_{\max} = 10,2 \text{ м}$ имеет место в режиме гололеда без ветра.

Установленный ПУЭ габарит воздушной линии напряжением 110 кВ для населенной местности $h_r \geq 7 \text{ м}$. Учитывая геометрические размеры предварительно выбранной опоры П110-6 и длину гирлянды изоляторов (см. приложение 3 и 5), проверим условие (6.22)

$$h_{\text{П-3}} - \lambda - f_{\max} = 7,5 \text{ м} > 7 \text{ м.}$$

Условие выполняется, следовательно, опора выбрана правильно.

Контрольные вопросы к разделу 6

1. Какие расчетные климатические условия регламентируют ПУЭ для расчета проводов и тросов на механическую прочность?
2. Что такое удельная механическая нагрузка на провод (трос)?
3. Перечислить удельные нагрузки на провод?
4. Как рассчитываются удельные нагрузки на провод?
5. В чем заключается задача механического расчета провода?
6. Записать уравнение состояния провода?
7. Каково физическое содержание уравнения состояния провода?
8. Пояснить термин “исходный режим”.
9. Как выполняется расчет монтажных стрел провеса провода?
10. Записать выражение для расчета стрелы провеса провода.
11. От каких факторов зависит габарит ВЛ?
12. Записать условие проверки габарита ВЛ.
13. В каких режимах стрела провеса провода имеет наибольшее значение?
14. Назвать особенности механического расчета грозозащитного троса?
15. Какой принимается исходный режим при расчете грозозащитного троса?

7. Расчет шинных конструкций

7.1. Общие положения

Под шинными конструкциями понимаются токопроводы и шинопроводы различного назначения. Основными элементами этих конструкций являются жесткие шины различного профиля, закрепленные на опорных изоляторах.

При протекании по шинам тока короткого замыкания (к.з.) в элементах шинных конструкций возникают электродинамические силы, способные вызвать механические повреждения этих элементов. Поэтому шинные конструкции должны удовлетворять условиям электродинамической стойкости к токам к.з. *Механический расчет шинной конструкции состоит в проверке механической прочности шин и опорных изоляторов.*

Любая шинная конструкция имеет собственную частоту механических колебаний f_c . Если частота вынуждающей силы совпадает или близка к частоте f_c , в шинной конструкции возникнет механический резонанс. При этом механическая нагрузка на элементы шинной конструкции увеличивается в несколько раз по сравнению с нагрузкой от тока к.з. Поэтому шинная конструкция должна быть выбрана таким образом, чтобы механический резонанс не имел места, т.е. шинная конструкция должна быть отстроена от механического резонанса.

В настоящей главе рассматривается механический расчет наиболее распространенных конструкций с жесткими однополосными шинами прямоугольного сечения, расположенными в одной плоскости. Такая шинная конструкция с геометрическими размерами шин $b \times h$ и расстоянием a между осями шин показана на рис. 7.1. Прямоугольные шины 1 крепятся на опорных изоляторах 2, установленных на основании 3.

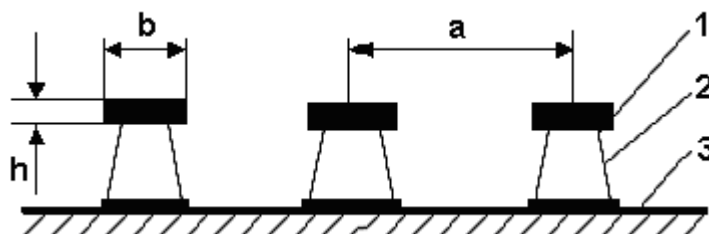


Рис. 7.1. Эскиз шинной конструкции с прямоугольными шинами, расположенными в одной плоскости

При выполнении механического расчета каждая шина рассматривается как многопролетная балка, лежащая на опорах (рис. 7.2). На эту балку действует механическая нагрузка F , обусловленная взаимодействием токов к.з., протекающих по шинам. Эта нагрузка равномерно распределена вдоль балки. Расстояние между опорами (длина пролета) обозначено l . Величина l выбирается в пределах 1...2 м. В комплектных распределительных устройствах длина пролета l принимается равной или кратной ширине ячейки.

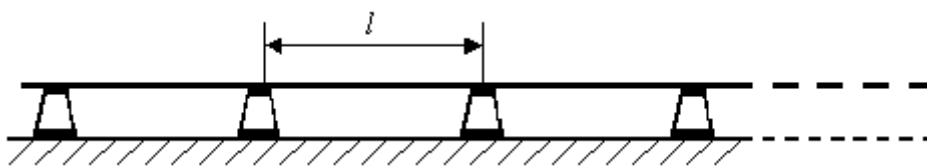


Рис. 7.2. Представление шины многопролетной балкой

В качестве расчетного тока к.з. принимается ударный ток трехфазного к.з. Механический расчет на прочность ведется для элементов средней фазы, работающих в наиболее тяжелых условиях.

7.2. Механический расчет шин

Наибольшее значение электродинамической силы в ньютонах, действующей на элементы средней фазы, в трехфазной системе шин при трехфазном к.з. определяется по формуле

$$F_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{y3}^2 l / a, \quad (7.1)$$

где i_{y3} - ударный ток трехфазного к.з., А;

l - длина пролета, м.

a - расстояние между осями шин, м;

Проверка шин на механическую прочность заключается в расчете максимального механического напряжения в материале шины $\sigma_{\max}$ и в сравнении этого напряжения с допустимым значением $[\sigma]$. Шина обладает электродинамической стойкостью, если выполняется условие

$$\sigma_{\max} \leq [\sigma]. \quad (7.2)$$

Величина максимального механического напряжения в шине определяется по выражению

$$\sigma_{\max} = F_{\max} l / 10W, \quad (7.3)$$

где $W = h b^2 / 6$ - момент сопротивления шины, м^3 .

Физико-механические характеристики шин из различного материала приведены в табл. 7.1

Проверка опорных изоляторов на механическую прочность заключается в проверке условия

$$F_{\max} < 0,6F_{\text{разр}}, \quad (7.4)$$

где $F_{\text{разр}}$ - разрушающая механическая нагрузка на опорный изолятор, приводимая в технических характеристиках изолятора.

Опорные изоляторы одного номинального напряжения делятся на группы по разрушающей механической нагрузке. Значения этой нагрузки для опорных изоляторов приведены в табл. 7.2.

При выполнении условий (7.2) и (7.4) шинная конструкция отвечает требованиям электродинамической стойкости. При невыполнении условия (7.2) следует уменьшить длину пролета l . При невыполнении условия (7.4) следует выбрать более прочный опорный изолятор или уменьшить длину пролета l .

Т а б л и ц а 7.1

Материал шины	Марка металла	Допустимое напряжение $[\sigma]$, $\text{Па} \cdot 10^6$	Модуль упругости E , $\text{Па} \cdot 10^{10}$
Алюминий	А, АО	82	7
	АДО	45	7
Алюминиевый сплав	АД31Т	89	7
	АД31Т1	137	7
	АВТ1	213	7
Медь	МГМ	175	10
	МГТ	190	10

Т а б л и ц а 7.2

Марка изолятора	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$F_{\text{разр}}, \text{кН}$
ИО-6-3,75	6	3,75
ИО-10-3,75	10	3,75
ИО-6-7,50	6	7,5
ИО-10-7,50	10	7,5
ИО-10-12,50	6	12,50
ИО-10-16,0	10	16,0
ИО-10-20,0	10	20,0

Для проверки шинной конструкции на механический резонанс вычисляется частота собственных колебаний этой конструкции, Гц:

$$f_c = (r^2 / 2\pi l^2) \sqrt{E J / m}, \quad (7.5)$$

где $r = 4,73$ для многопролетных шин (рис. 7.2);

E - модуль упругости материала шины (табл. 7.1);

$J = hb^3/12$ - момент инерции шин, м^4 ;

m - масса шины на единицу длины, кг/м .

Частота вынуждающих механических сил в шинной конструкции составляет 100 Гц. Для отстройки от механического резонанса собственная частота f_c должна значительно отличаться от частоты вынуждающих сил.

Шинная конструкция считается отстроенной от механического резонанса, если выполняется условие

$$30 > f_c > 200. \quad (7.6)$$

При невыполнении условия (7.6) изменяется длина пролета шин l .

7.3. Пример расчета шин

Требуется рассчитать шинную конструкцию, приведенную на рис. 7.1 и 7.2 и имеющую следующие геометрические размеры: $h = 0,008 \text{ м}$, $b = 0,06 \text{ м}$, $a = 0,6 \text{ м}$, $l = 1 \text{ м}$. Шины выполнены из алюминиевого сплава марки АД31Т1 и имеют следующие физико-механические характеристики: $m = 0,97 \text{ кг/м}$, $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$, $[\sigma] = 137 \cdot 10^6 \text{ Па}$ (см. табл. 7.1). Расчетный ударный ток трехфазного

короткого замыкания составляет $i_{y3} = 45$ кА. Номинальное напряжение установки $U_{ном} = 10$ кВ.

1. Проверка шин на механическую прочность

Наибольшее значение электродинамической силы, действующей на шину при трехфазном к.з., определится по формуле (7.1)

$$F_{max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{y3}^2 l / a = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 45000^2 \cdot 1 / 0,6 = 584 \text{ Н.}$$

В соответствии с формулой (7.3) момент сопротивления шины составит

$$W = h b^2 / 6 = 0,008 \cdot 0,06^2 / 6 = 4,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

а максимальное напряжение в шине составит

$$\sigma_{max} = F_{max} l / 10W = 584 \cdot 1 / (10 \cdot 4,8 \cdot 10^{-6}) = 12,16 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Рассматриваемая шинная конструкция удовлетворяет условию механической прочности (7.2), поскольку

$$\sigma_{max} = 12,16 \cdot 10^6 \text{ Па} \leq [\sigma] = 137 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

2. Проверка шин на механический резонанс

В соответствии с формулой (7.5) момент инерции шин составит

$$J = hb^3 / 12 = 0,008 \cdot 0,06^3 / 12 = 14,4 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4,$$

а частота собственных колебаний

$$\begin{aligned} f_c &= (r^2 / 2\pi l^2) \sqrt{E J / m} = \\ &= (4,73^2 / 6,28 \cdot 1^2) \sqrt{(7 \cdot 10^{10} \cdot 14,4 \cdot 10^{-8} / 0,97)} = 365 \text{ Гц.} \end{aligned}$$

Механический резонанс в шинной конструкции не возникнет, поскольку условие (7.6) выполняется:

$$f_c = 365 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц.}$$

3. Выбор и проверка опорных изоляторов

По заданному напряжению установки выбираем опорный изолятор ИО-10-3,75 (см. табл. 7.2) с номинальным напряжением 10 кВ и разрушающей механической нагрузкой 3,75 кН. Этот изолятор удовлетворяет условию механической прочности (7.4), поскольку

$$F_{\max} = 584 \text{ Н} < 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3750 \text{ Н}.$$

Контрольные вопросы к разделу 7

1. В чем заключается механический расчет шинной конструкции?
2. При каких условиях возникает механический резонанс?
3. Записать условие, при котором механический резонанс не будет иметь места.
4. Каковы исходные расчетные условия для шинной конструкции?
5. Записать выражение для электродинамической силы, действующей на шинную конструкцию.
6. Записать условие проверки шины на механическую прочность.
7. Записать условие проверки на механическую прочность опорного изолятора.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок.- М.: Изд-во ДЕАН, 2001.
2. Электротехнический справочник: В 3 т. Т 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.- 7-е изд. - М., 1988.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.- 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990.
5. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.
6. Ларина Э.Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии: Учеб. для вузов.- 2-е изд. - М., 1996.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного

- проектирования: Учеб. пособие для вузов.- 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов.-3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования.- М.: Изд-во "Мастерство", 2001.
10. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. для учащихся средних спец. учебн. заведений. .- 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1990.
11. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева.-2-е изд., перераб. и доп.- М.: Высш. шк., 1998.
12. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учеб. для вузов.- М.: Энергоатмиздат, 1989.
13. ГОСТ 30331.2-95. Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики.

П р и л о ж е н и я

П р и л о ж е н и е 1

Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов ВЛ

Характеристика провода	Сечение провода F , мм ²							
	70	95	120	150	185	240	300	400
Диаметр d , мм	11,4	13,6	15,2	17,1	18,8	21,6	24	27,5
Вес P , даН/км	274	384	471	600	728	921	1132	1490
$E \cdot 10^3$, даН/мм ²	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	7,7	7,7	7,7
$\alpha \cdot 10^{-6}$, 1/°С	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,8	19,8	19,8
$[\sigma_{\text{tmin}}]$, даН/мм ²	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2
$[\sigma_{\text{tcp}}]$, даН/мм ²	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,1	8,1	8,1
$[\sigma_{\text{pmax}}]$, даН/мм ²	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2

П р и л о ж е н и е 2

Физико-механические характеристики стальных грозозащитных тросов ВЛ

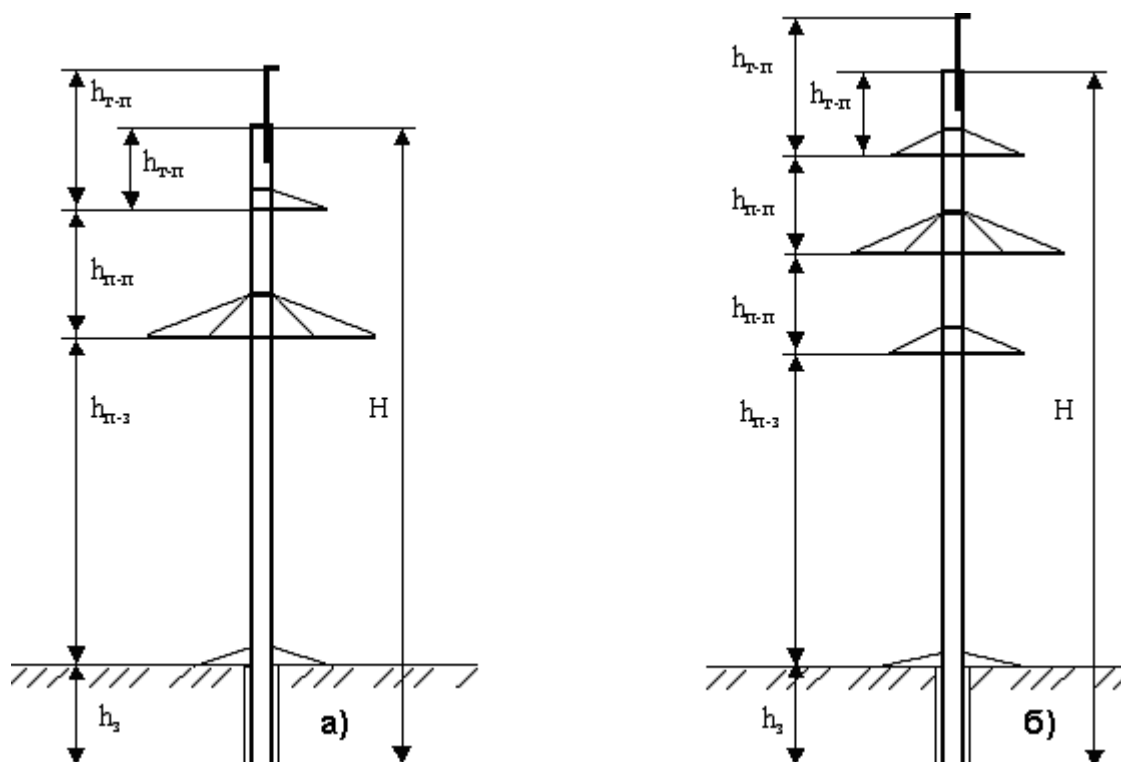
Характеристика троса	Сечение троса F , мм ²		
	35	50	70
Диаметр троса d , мм	8,0	9,1	11,0
Вес троса P , даН/км	330	417	623
$E \cdot 10^3$, даН /мм ²	20,0	20,0	20,0
$\alpha \cdot 10^{-6}$, 1/°С	12,0	12,0	12,0
$[\sigma_{\text{t min}}]$, даН/мм ²	60,0	60,0	60,0
$[\sigma_{\text{t cp}}]$, даН/мм ²	42,0	42,0	42,0
$[\sigma_{\text{p max}}]$, даН/мм ²	60,0	60,0	60,0

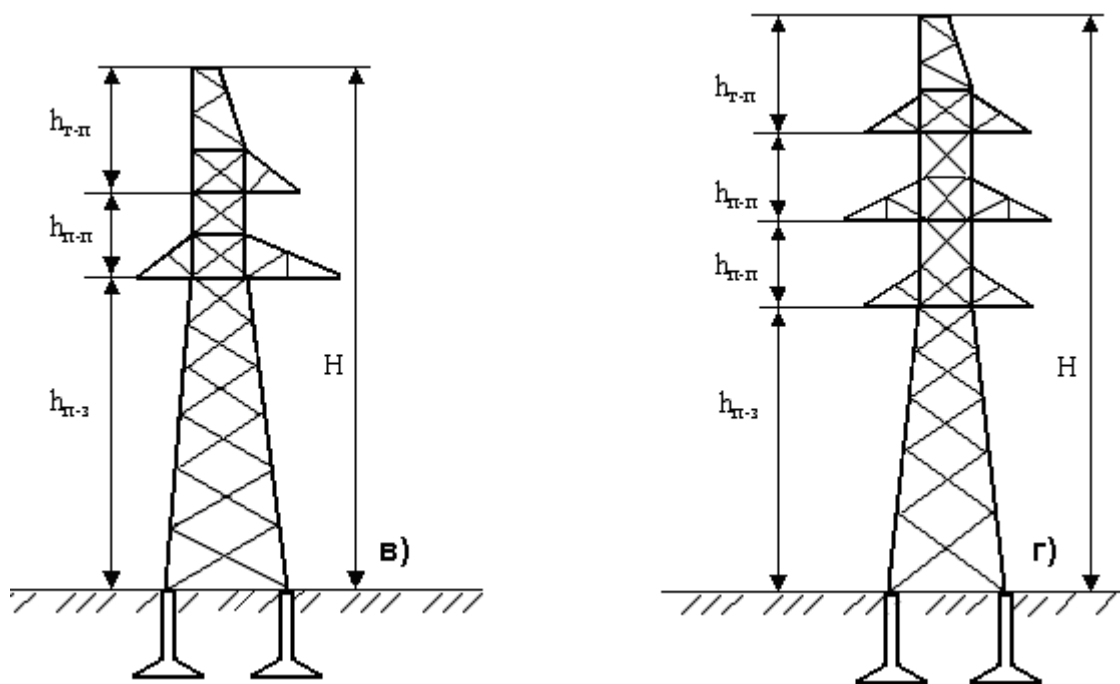
Приложение 3
Размеры унифицированных железобетонных и стальных
промежуточных опор в соответствии с рис. П.1

Опора	Рис.	H , м	$h_{т-п}$, м	$h_{п-3}$, м	$h_{п-п}$, м	h_3 , м
ПЗ5-1	П.1,в	21,0	3,0	14,0	4,0	-
ПЗ5-2	П.1,г	23,0	3,0	12,0	4,0	-
ПБ35-1*	П.1,а	22,6	2,0	15,5	3,0	3,0
ПБ35-3*	П.1,а	22,6	2,0	14,5	4,0	3,0
ПБ35-2*	П.1,б	22,6	3,7	12,5	3,0	3,0
ПБ35-4*	П.1,б	22,6	3,7	10,5	4,0	3,0
П110-1	П.1,в	25,0	2,0	19,0	4,0	-
П110-3	П.1,в	25,0	2,0	19,0	4,0	-
П110-5	П.1,в	28,0	3,0	19,0	6,0	-
П110-2	П.1,г	31,0	4,0	19,0	4,0	-
П110-4	П.1,г	31,0	4,0	19,0	4,0	-
П110-6	П.1,г	35,0	4,0	19,0	6,0	-
ПБ110-1	П.1,а	22,6	2,0	14,5	3,0	3,0
ПБ110-3	П.1,а	22,6	2,0	14,5	3,0	3,0
ПБ110-5*	П.1,а	22,6	2,0	14,5	4,0	3,0
ПБ110-2*	П.1,б	22,6	2,7	13,5	3,0	3,0
ПБ110-4	П.1,б	26,0	3,0	13,5	3,0	3,3
ПБ110-6*	П.1,б	22,6	2,7	11,5	4,0	3,0
ПБ110-8*	П.1,б	26,0	3,0	13,5	4,0	3,3
П220-3	П.1,в	36,0	4,0	25,5	6,5	-
П220-2	П.1,г	41,0	5,5	22,5	6,5	-
ПБ220-1*	П.1,а	26,0	2,5	16,0	5,5	3,3

П р и м е ч а н и е. Размер $h_{т-п}$ от точки подвеса троса до верхней траверсы у железобетонных опор, отмеченных символом *, включает в себя размер тросостойки (см. рис. П.1).

Рис. П.1. Размеры унифицированных железобетонных (а,б) и стальных (в,г) промежуточных опор





Приложение 4
Область применения унифицированных железобетонных и
стальных промежуточных опор

Опора	Сечение провода, мм ²	Район по гололеду	Габаритный пролет $l_{г}$, м
ПЗ5-1	70	1, 11, 111, 1У	295, 235, 180, 145
	95	1, 11, 111, 1У	310, 255, 195, 165
	120	1, 11, 111, 1У	320, 270, 205, 175
	150	1, 11, 111, 1У	330, 280, 215, 185
ПЗ5-2	70	1, 11, 111, 1У	260, 200, 170, 130
	95	1, 11, 111, 1У	280, 230, 180, 150
	120	1, 11, 111, 1У	290, 240, 190, 165
	150	1, 11, 111, 1У	300, 255, 200, 175
ПБ35-1	95	1, 11	325, 265,
	150	1, 11	340, 315
ПБ35-3	95	111, 1У	205, 175
	150	111, 1У	255, 215
ПБ35-2	95	1, 11	255, 215
	150	1, 11	265, 255
ПБ35-4	95	111, 1У	145, 120
	150	111, 1У	175, 150

П110-1	70	1, 11	355, 260
	95	1, 11	375, 305
П110-3	120	1, 11	405, 345
	150	1, 11	405, 365
	185	1, 11	405, 380
	240	1, 11	395, 380
П110-5	70	111, 1У	225, 190
	120	111, 1У	290, 285
	150	111, 1У	310, 265
	185	111, 1У	325, 280
	240	111, 1У	330, 290
П110-2	70	1, 11	355, 280
	95	1, 11	375, 305
П110-4	120	1, 11	405, 345
	150	1, 11	405, 365
	185	1, 11	405, 380
	240	1, 11	395, 380
Продолжение таблицы Приложения 4			
П110-6	70	111, 1У	225, 190
	95	111, 1У	250, 210
	120	111, 1У	290, 245
	150	111, 1У	310, 265
	185	111, 1У	325, 280
	240	111, 1У	330, 290
ПБ110-1	70	1, 11	275, 215
	95	1, 11	285, 240
	120	1, 11	300, 270
	150	1, 11	300, 285
ПБ110-3	185	1, 11	305, 295
	240	1, 11	295, 285
ПБ110-5	70	111, 1У	175, 145
	95	111, 1У	195, 165
	120	111, 1У	225, 190
	150	111, 1У	240, 210
	185	111, 1У	305, 295
	240	111, 1У	295, 295
ПБ110-2	70	1, 11	250, 200
	95	1, 11	260, 220
	120	1, 11	275, 250

ПБ110-4	120	1, 11	275, 250
	150	1, 11	275, 260
	185	1, 11	275, 275
	240	1, 11	275, 275
ПБ110-6	70	111, 1У	135, 110
	95	111, 1У	150, 125
	120	111, 1У	170, 145
ПБ110-8	150	111, 1У	225, 190
	185	111, 1У	235, 205
	240	111, 1У	240, 215
П220-3	400	1, 11, 111, 1У	475
П220-2	300	1, 11, 111, 1У	425, 420, 375, 330
	400	1, 11, 111, 1У	425, 425, 390, 355
ПБ220-1	300	1, 11, 111, 1У	290, 290, 260, 230
	400	1, 11, 111, 1У	290, 290, 280, 220

П р и м е ч а н и я. 1. Все опоры рассчитаны по ветровым нагрузкам до 111 района включительно.

2. Расчетная длина пролета принимается $l \cong 0,9l_{\Gamma}$.

Приложение 5

Характеристики подвесных изоляторов

Изолятор	Разр. механ. нагрузка, кН	Вес, Н	Высота, мм	Кол-во изоляторов в гирлянде, шт, при напряжении		
				35 кВ	110 кВ	220 кВ
ПФ-60	60	65	167	3	7	13
ПФ-160	160	86	173	3	6	11
ПФ-200	200	128	194	3	-	10
ПС-60	60	41	130	3	8	14
ПС-120	120	80	140	-	7	13
ПС-160	160	90	170	-	6	12
ПС-220	220	108	200	-	-	10
ПС-300	300	142	190	-	-	11

П р и м е ч а н и е. При выполнении проектных расчетов длину гирлянды изоляторов с учетом сцепной арматуры следует принять 0,6 м, 1,3 м и 2,4 м для напряжений 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ соответственно.

Приложение 6

Рекомендации по решению кубического уравнения

Решение неполного кубического уравнения вида

$$\sigma^3 + A\sigma^2 + B = 0 \quad (\text{П.1})$$

можно выполнить методом Ньютона (методом касательных).

В качестве начального приближения принимается допустимое напряжение, т.е. $\sigma_0 = [\sigma]$.

Первое приближение определяется по выражению

$$\sigma_1 = \sigma_0 - (\sigma_0^3 + A\sigma_0^2 + B) / (3\sigma_0^2 + 2A\sigma_0), \quad (\text{П.2})$$

Блок кабельный 35

- кабельная 23

Броня кабеля 24

а каждое (i+1)-е приближение - по выражению
Вибрация проводов 21

Муфта кабельная 31,
32

Вставка плавкая 52

Выключатель 51, 52

Нагрузка удельная 62

$$\sigma_{i+1} = \sigma_i - (\sigma_i^3 + A\sigma_i^2 + B) / (3\sigma_i^2 + 2A\sigma_i).$$

Нагрузка
разрушающая 79 (П.3)

Габарит линии 69

Гаситель вибрации 21

Гирлянда 17, 18

Напор ветра 63

График монтажный 69

При выполнении условия $\sigma_{i+1} - \sigma_i \leq 0,1$ расчет следует прекратить, поскольку требуемая для инженерных расчетов точность достигнута.

Напряжение механич.

Заделка концевая 33

Зажим 18, 19

Оболочка герметичная
24

Изоляция кабеля 24

Опора линии 11, 12

Предметный указатель

Канал кабельный 36

Пляска проводов 60

Подстанция 53, 59

Полиэтилен сшитый 9, 29	Трос грозозащитный 10
Предохранитель плавкий 52	Тросостойка 85
Провод 7, 8, 9	
Пролет 5, 78	Унификация опор 16
	Уравнение состояния 64
Распорка 21, 31	Устройство
Разделка кабеля 31	распределительное 48, 49
	Ушко 19
Серьга 19	
Система электроснабжения 4	Фаза расщепленная 21
Скоба 19	Фундамент опоры 12
Соединитель проводов 20	
Стрела провеса 5	
	Частота собственная 80
Токопровод 38	
Тоннель кабельный 36	Шина 50
Траверса 11	Шинопровод 41
Трансформатор 45	
Траншея кабельная 34	Электропроводка 44

Оглавление

Предисловие	3
Введение.....	4
1. Конструкции воздушных линий электропередачи.....	5
1.1. Общие сведения.....	5
1.2. Провода и тросы воздушных линий.....	6
1.3. Опоры воздушных линий.....	11
1.4. Изоляторы воздушных линий	16
1.5. Арматура воздушных линий.....	18
2. Конструкции кабельных линий.....	23
2.1. Общие сведения.....	23
2.2. Кабели напряжением до 35 кВ.....	24
2.3. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.....	28
2.4. Кабели напряжением 110 кВ и выше.....	29
2.5. Кабельная арматура.....	31
2.6. Способы прокладки кабельных линий	34
3. Конструкции токопроводов.....	38
3.1. Токопроводы напряжением 6...35 кВ	38
3.2 Токопроводы напряжением до 1 кВ (шинопроводы).....	41
4. Электропроводки.....	42
5. Основные сведения о трансформаторных подстанциях.....	44

5.1. Трансформаторы и автотрансформаторы подстанций.....	44
5.2. Общие сведения о распределительных устройствах.....	48
5.3. Основное оборудование распределительных устройств.....	50
5.4. Основные типы и схемы подстанций	53
6. Расчет конструктивной части воздушных линий	60
6.1. Общие сведения.....	60
6.2. Удельные нагрузки на провод.....	62
6.3. Уравнение состояния провода. Исходный режим.....	64
6.4. Расчет монтажных стрел провеса.....	67
6.5. Проверка габарита воздушной линии.....	69
6.6. Особенности механического расчета троса	71
6.7. Пример механического расчета провода.....	72
7. Расчет шинных конструкций.....	78
7.1 Общие положения.....	78
7.2 Механический расчет шин	80
7.3 Пример расчета шин.....	82
Список литературы.....	84
Приложения.....	8
5	
Предметный указатель.....	91

Костин Владимир Николаевич

Системы электроснабжения. Конструкции и механический расчет

Учебное пособие

Редактор И.Н. Кочугина

Сводный темплан 2002 г.
Лицензия ЛР №020308 от 14.02.97

Подписано в печать

Формат 60х84 1/16.

Б.кн.-журн.

П.л. 5,812 Б.л. 2,906 РТП РИО СЗТУ

Тираж 200

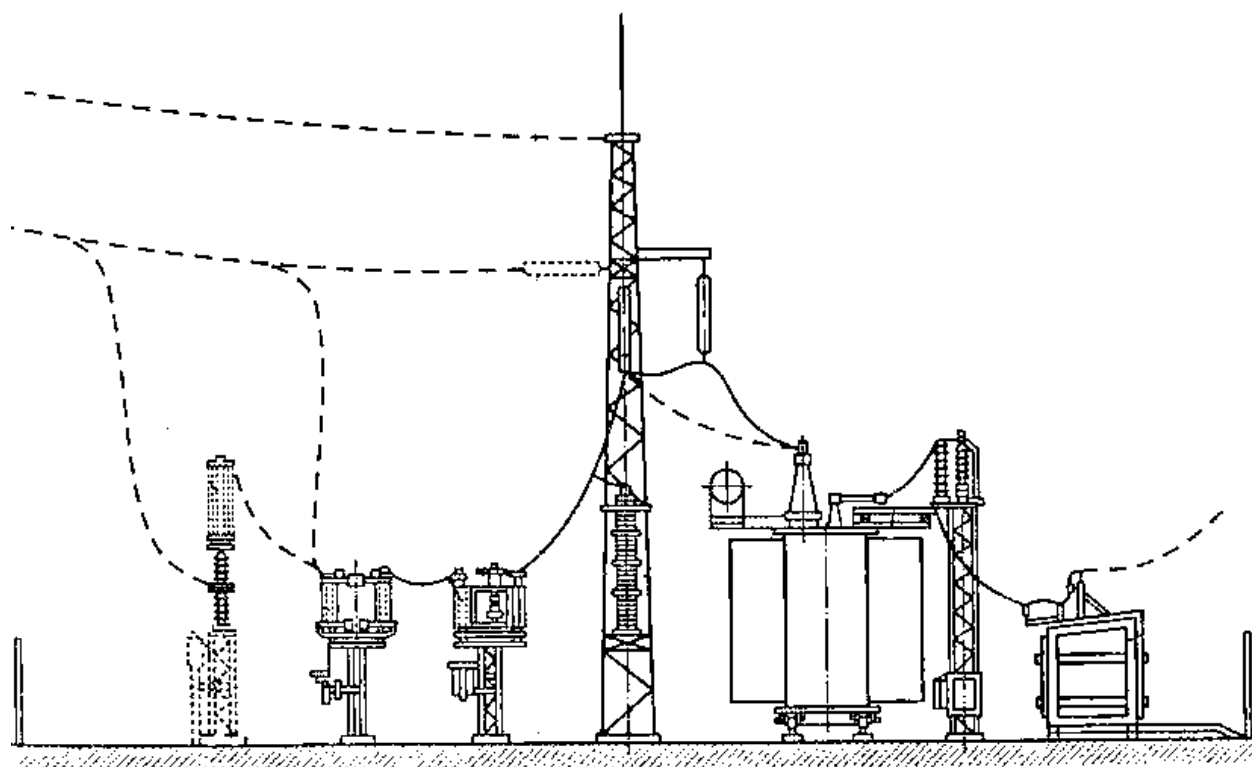
Заказ

Северо-Западный государственный заочный технический университет
РИО СЗТУ, член Издательско-полиграфической ассоциации вузов
Санкт-Петербурга
191186, Санкт-Петербург, ул. Миллионная, 5.

Министерство образования Российской Федерации
Северо-Западный государственный заочный технический университет

В. Н Костин

Системы электроснабжения.
Конструкции и механический расчет
Учебное пособие



Санкт-Петербург

2002