

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Шебзухова Татьяна Александровна

Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского

федерального университета

Дата подписания: 12.09.2023 17:04:01

Уникальный программный ключ:

d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a1c8ef96f

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине «СООРУЖЕНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ»
для студентов направления подготовки /специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль): «Передача и распределение электрической энергии в системах
электроснабжения»

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

Модуль 1 «Общие сведения о конструкциях линий»

Тема 1. Введение, общие сведения о конструкциях ВЛ.

Линия электропередачи (ЛЭП) — один из компонентов электрической сети, система энергетического оборудования, предназначенная для передачи электроэнергии посредством электрического тока. Также электрическая линия в составе такой системы, выходящая за пределы электростанции или подстанции.

Классификация ВЛ.

Различают воздушные и кабельные линии электропередачи.

По роду тока:

- ВЛ переменного тока;
- ВЛ постоянного тока.

По назначению:

- Сверхдальние ВЛ напряжением 500 кВ и выше (предназначены для связи отдельных энергосистем);
- Магистральные ВЛ напряжением 220 и 330 кВ (предназначены для передачи энергии от мощных электростанций, а также для связи энергосистем и объединения электростанций внутри энергосистем — к примеру, соединяют электростанции с распределительными пунктами);
- Распределительные ВЛ напряжением 35, 110 и 150 кВ (предназначены для электроснабжения предприятий и населённых пунктов крупных районов — соединяют распределительные пункты с потребителями);
- Питающие ВЛ 20 кВ и ниже, подводящие электроэнергию к потребителям.

По количеству проводов, расположенных на ЛЭП ВЛ делятся на:

- Одноцепные ВЛ — это линии, на которых расположена цепь (три провода одной трехфазной линии) на одних и тех же опорах;
- Двухцепные ВЛ — это линии, на которых расположены две цепи на одних и тех же опорах.

По напряжению:

- ВЛ до 1000 В (ВЛ низшего класса напряжений);
- ВЛ выше 1000 В;
- ВЛ 1–35 кВ (ВЛ среднего класса напряжений);
- ВЛ 110–220 кВ (ВЛ высокого класса напряжений);
- ВЛ 330–750 кВ (ВЛ сверхвысокого класса напряжений);
- ВЛ выше 750 кВ (ВЛ ультравысокого класса напряжений).

Эти группы существенно различаются, в основном — требованиями в части расчётных условий и конструкций.

В сетях СНГ общего назначения переменного тока 50 Гц, согласно ГОСТ 721-77, должны использоваться следующие номинальные междуфазные напряжения: 380 В; (6)10, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ. Могут также существовать сети, построенные по устаревшим стандартам с номинальными межфазными напряжениями: 3 и 150 кВ.

Номинальное напряжение для линий постоянного тока не регламентировано, чаще всего используются напряжения: 150, 400 и 800 кВ.

В специальных сетях могут использоваться и другие классы напряжений, в основном это касается тяговых сетей железных дорог (27,5 кВ, 50 Гц переменного тока и 3,3 кВ постоянного тока), метрополитена (825 В постоянного тока), трамваев и троллейбусов (600 В постоянного тока).

По режиму работы в зависимости от механического состояния:

- ВЛ нормального режима работы (провода и тросы не оборваны);
- ВЛ аварийного режима работы (при полном или частичном обрыве проводов и тросов);
- ВЛ монтажного режима работы (во время монтажа опор, проводов и тросов).

Состав ВЛ:

- Провода;
- Траверсы;
- Изоляторы;

- Арматура;
- Опоры;
- Грозозащитные тросы;
- Разрядники;
- Заземление;
- Секционирующие устройства;
- Волоконно-оптические линии связи (в виде отдельных самонесущих кабелей, либо встроенные в грозозащитный трос, силовой провод);
- Вспомогательное оборудование для нужд эксплуатации (аппаратура высокочастотной связи, ёмкостного отбора мощности и др.);
- Элементы маркировки высоковольтных проводов и опор ЛЭП для обеспечения безопасности полётов воздушных судов. Опоры маркируются сочетанием красок определённых цветов, провода — авиационными шарами для обозначения в дневное время. Для обозначения в дневное и ночное время суток применяются огни светового ограждения.

Характеристика задач расчёта конструктивной части линий

Воздушные линии электропередачи сооружаются на открытой местности и, естественно, подвергаются различным атмосферным воздействиям, которые в зависимости от географического расположения местности проявляются в разных степенях. Условия работы воздушных линий электропередачи во многом зависят от климатических условий, поэтому именно климатические условия положены в основу их проектирования.

Проектирование конкретной линии электропередачи ведётся на основании разработанной схемы развития электрической системы. В задании на проектирование указываются пункты начала и конца линии, номинальное напряжение, число цепей, марка проводов, материал опор. На основании предварительных изысканий трассы для рабочего проектирования линии устанавливаются также расчетные климатические условия: толщина стенки

гололеда, максимальная скорость ветра, высшая, низшая и среднегодовая температуры.

Воздушные линии сооружаются преимущественно на унифицированных опорах, при этом нет необходимости для каждой проектируемой линии разрабатывать конструкцию опор. Поэтому при проектировании должны решаться следующие вопросы: рациональный выбор и применение унифицированных опор, прочностной расчет проводов и тросов в нормальных и аварийных режимах, расстановка опор по профилю трассы линии.

Тема 2. Конструкция воздушных линий электропередачи

Опоры ВЛ

Расположение проводов на опорах

Располагать провода на опорах ВЛ можно различными способами: на одноцепных линиях – треугольником или горизонтально; на двухцепных – обратной елкой или шестиугольником.

Расположение проводов треугольником применяется на линиях напряжением до 20 кВ включительно и на линиях напряжением 35 – 330 кВ с металлическими и железобетонными опорами.

Горизонтальное расположение проводов применяется на линиях напряжением 330 кВ и выше и на линиях напряжением 35 – 330 кВ с деревянными опорами. Такое расположение проводов является наилучшим по условиям эксплуатации, т.к. позволяет применять более низкие опоры и исключает схлестывание проводов при сбрасывании гололеда и тряске проводов.

На двухцепных линиях провода располагают либо обратной елкой, что удобно по условиям монтажа, но увеличивает массу опор и требует подвески двух защитных тросов, либо шестиугольником. Последний способ предпочтительнее. Он рекомендован к применению на двухцепных линиях напряжением 35 – 330 кВ.

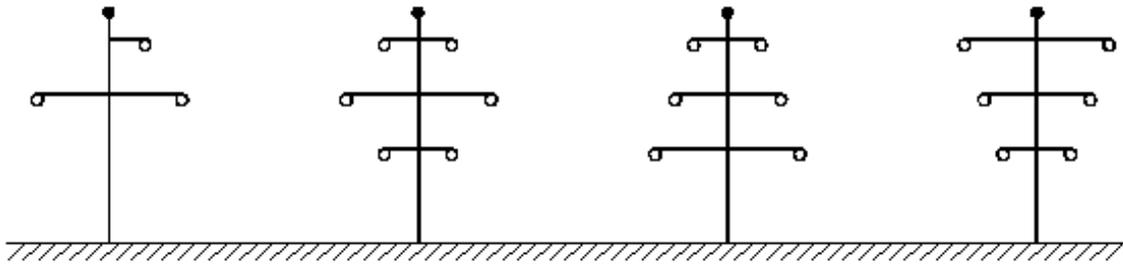


Рисунок 1 – различные виды расположения проводов на опорах ВЛ.

Виды опор, назначение, условия работы, конструкторское исполнение, количество на ВЛ, положение гирлянды изоляторов

Опоры бывают анкерными, промежуточными, угловыми, транспозиционными и специальными.

Анкерные опоры устанавливают для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках линии (на концах линии, на концах прямых ее участков). Анкерные опоры должны выдерживать одностороннее тяжение двух проводов. В наихудших условиях находятся концевые анкерные опоры, устанавливаемые при выходе линии с ЭС или на подходах к ПС. Эти опоры испытывают одностороннее тяжение всех проводов со стороны линии, т. к. тяжение проводов со стороны портала незначительно.

Анкерные опоры значительно сложнее и дороже промежуточных, и поэтому число их на каждой линии должно быть минимально.

Промежуточные опоры служат для поддержания провода на прямых участках линии в анкерном пролете. Промежуточная опора дешевле опор других типов и проще их в изготовлении, т.к. благодаря одинаковому тяжению проводов по обеим сторонам она в нормальном режиме не испытывает усилий вдоль линии. Характерная особенность промежуточных опор – их массовость; они составляют не менее 80 – 90% общего числа опор ВЛ.

Угловые опоры устанавливают в точках поворота линии. Углом поворота линии называется угол α , дополнительный до 180° к внутреннему углу β линии. Траверсы угловой опоры устанавливают по биссектрисе угла β .

Чаще всего применяют угловые опоры анкерного типа. При углах поворота до 60° можно устанавливать одностоечные железобетонные опоры с оттяжками, а при углах поворота до 20° и ровном профиле трассы разрешается вместо угловых применять промежуточные опоры, соответственно изменив способ закрепления проводов.

Транспозиционные опоры применяют для транспозиции проводов.

Специальные опоры бывают двух типов: переходные – для больших пролетов (пересечения рек, ущелий, озер и т.д.) и ответвительные – когда требуется глухое ответвление от линии.

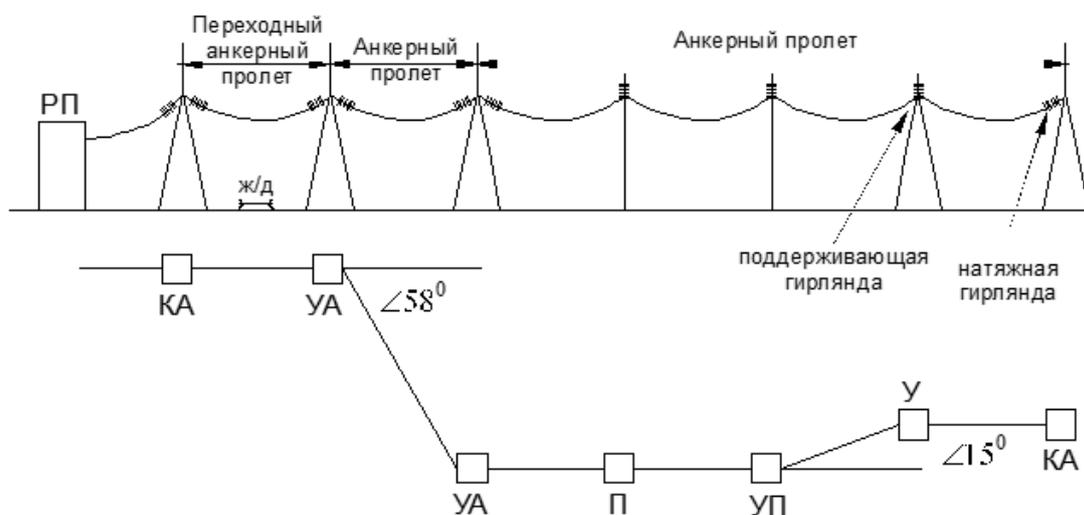


Рисунок 2 – Фрагмент трассы ВЛ (А – анкерная опора, П – промежуточная опора, УП – угловая промежуточная опора, УА- угловая анкерная опора, КА- концевая анкерная опора)

Материал опор, конструктивные особенности, достоинства и недостатки, срок службы, условия применения

Опоры ВЛ бывают деревянные, железобетонные, металлические и композитные.

Деревянные опоры просты в изготовлении и дешевы. В нашей стране их делают из сосны. Недостаток этих опор – их недолговечность, объясняющаяся гниением древесины. Срок службы деревянных опор можно повысить, если готовые деревянные детали пропитать антисептиком и тем самым

предотвратить развитие грибков в древесине. Заводская пропитка увеличивает срок службы этих опор на 15 – 20 лет.

Деревянные опоры для линий электропередач применяют в районах, богатых строевым лесом, где влажность воздуха незначительна, и среднегодовая температура не выходит за пределы от 0 до +5°C.

Железобетонные опоры долговечнее деревянных, требуют меньше металла, чем металлические, просты в обслуживании и поэтому получили в последнее время широкое применение на линиях электропередач всех напряжений до 500 кВ включительно.

На одноцепных линиях напряжением 6 – 10 кВ применяются одностоечные свободностоящие опоры из вибробетона, прямоугольного сечения. Провода крепятся на штыревых изоляторах.

Стойки железобетонных опор имеют вид пустотелых конусных труб длиной 18 – 26 м с малым наклоном образующих конуса.

Металлические опоры применяют на линиях 35 кВ и выше. Эти опоры требуют затрат большого количества металла и регулярной окраски в процессе эксплуатации для защиты от коррозии.

Эти опоры используют в горных районах, т. к. они транспортируются отдельными секциями. Опоры устанавливают на железобетонных фундаментах, которые могут быть сплошными, сборными и свайными.

Опоры из композитных материалов рассматриваются как реальная альтернатива бетонным и металлическим предшественникам. Уже сейчас очевиден ряд их преимуществ. Срок эксплуатации этого оборудования - от 65 до 125 лет, в зависимости от условий. Материал опор инертен, не подвержен коррозии и гниению и не оказывает влияния на окружающую среду.

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.

Провода и тросы ВЛ

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, мм:

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, выполняются из одной проволоки. Такие провода выполняются в небольших сечениях до 10 мм и используются иногда для ВЛ напряжением до 1 кВ.

Многопроволочные монометаллические провода выполняются сечением более 10 мм. Эти провода изготавливаются свитыми из отдельных проволок. Вокруг центральной проволоки выполняется повив (ряд) из шести проволок такого же диаметра. 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.

Многопроволочные провода по сравнению с однопроволочными более гибкие, удобные для монтажа, надежные в эксплуатации.

Материал проводов, конструктивное выполнение, область применения, достоинства и недостатки:

- а) медных;
- б) алюминиевых;
- в) стальных;
- г) сталеалюминиевых проводов марки АС.

а) Медные провода, изготовленные из твердотянутой медной проволоки, обладают малым удельным сопротивлением ($\rho = 18,0 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$) и хорошей механической прочностью; предельное сопротивление разрыву $\sigma_p = 360\div 400 \text{ МПа}$ ($36 - 40 \text{ кгс}/\text{мм}^2$), успешно противостоят атмосферным воздействиям и коррозии от вредных примесей в воздухе. Медные провода маркируют буквой М с прибавлением номинального сечения провода.

б) Алюминиевые провода отличаются от медных значительно меньшей массой, большим удельным сопротивлением ($\rho = 28.7 \div 28.8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$) и меньшей механической прочностью $\sigma_{\text{п}} = 156 \text{ МПа}$ – для проводов их проволоки марки АТ и $\sigma_{\text{п}} = 166 \div 180 \text{ МПа}$ из проволоки АТп. Алюминиевые провода применяют главным образом в местных сетях. Малая механическая прочность этих проводов не допускает создания большого тяжения. Чтобы избежать больших стрел провеса и соблюсти требуемый ПУЭ минимальный габарит линии до земли, приходится уменьшать расстояние между опорами, а это удорожает линию.

в) Стальные провода обладают большой механической прочностью: предельное сопротивление при разрыве $\sigma_{\text{п}} = 550 \div 700 \text{ МПа}$ ($55 - 70 \text{ кгс/мм}^2$). Стальные провода бывают как однопроволочные, так и многопроволочные. Удельное электрическое сопротивление стальных проводов значительно выше, чем алюминиевых, и в сетях переменного тока оно зависит от величины тока, протекающего по проводу. Стальные провода применяют в местных сетях напряжением до 10 кВ при передаче сравнительно небольших мощностей, когда сооружение линий с алюминиевыми проводами менее выгодно. Основной недостаток стальных проводов и тросов – подверженность коррозии. Для уменьшения коррозии провода оцинковывают.

г) сталеалюминиевый провод марки АС – провод, состоящий из сердечника – стальных оцинкованных проволок, и одного или нескольких наружных повивов из алюминиевых проволок. Провод предназначен для прокладки на суше, кроме районов с загрязненными вредными химическими соединениями воздухом.

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.

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. 3а) такой провод состоит из трех фазных многопроводочных алюминиевых жил.

Четвертая жила 2 является несущей и одновременно нулевой. Фазные жилы скручены вокруг несущей таким образом, чтобы вся механическая нагрузка воспринималась несущей жилой, изготавливаемой из прочного алюминиевого сплава АВЕ.

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.3б.

Такой провод выполняется однофазным и состоит из токоведущей сталеалюминиевой жилы 1 и изоляции 2, выполненной из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

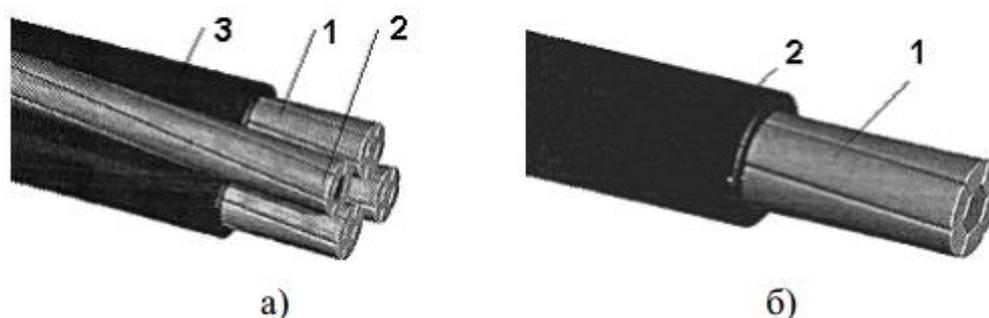


Рисунок 3 – Самонесущие изолированные провода (СИП)

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. 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.

Изоляторы ВЛ

Изоляторы ВЛ изготавливают из фарфора, закаленного стекла или полимерных материалов.

Стекланные изоляторы лучше фарфоровых и лучше из противостоят ударным нагрузкам. К их достоинствам относится и то, что в случае электрического пробоя стекло изолятора не растрескивается, а рассыпается.

Полимерные (композитные) изоляторы до 10 раз легче чем фарфоровые и стекланные, что делает их более удобными в транспортировке и монтаже;

Полимерные (композитные) изоляторы состоят из стержня, определяющего механическую и электрическую прочность изолятора, на который опрессовываются металлические оконцеватели, обеспечивающие соединение изолятора с проводами и элементами опор ВЛ при помощи линейной арматуры. Как правило стержень изготавливается из смолы,

армированной стекловолокнами. Для защиты от воздействия различных климатических факторов и создания необходимой длины пути утечки, на стержень наносится оболочка, выполненная из полимерных материалов. Оболочка может состоять из отдельных элементов (юбок), смонтированных на стержне или из оболочки, отлитой целно на стержне.



Рисунок 4 – Стекланные изоляторы ВЛ



Рисунок 5 – Фарфоровые изоляторы



Рисунок 6 – Полимерные изоляторы

Конструктивно изоляторы ВЛ изготавливаются двух основных типов: *штыревые и подвесные.*

Штыревые изоляторы (рис. 7.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. 7.б). Такой изолятор состоит из изолирующей части 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.

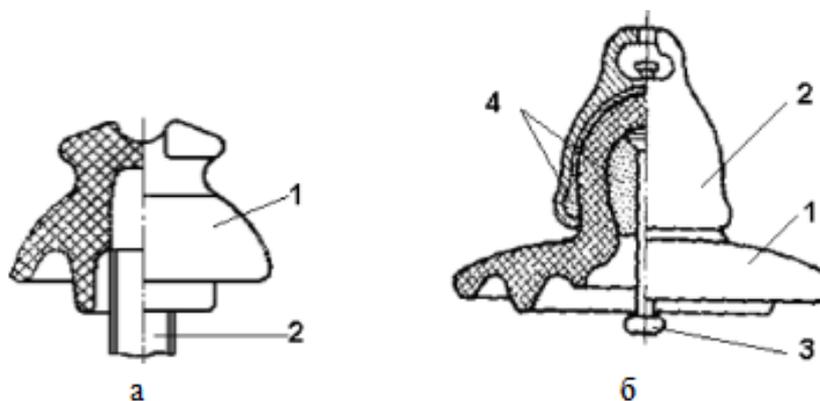


Рисунок 7 – Штыревой и подвесной изоляторы

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 тяжесть 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.

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. 8,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. 8,б). Такие зажимы используются для проводов сечением до 500 мм².

В прессуемых зажимах опрессовывается часть зажима вокруг провода (рис. 8,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 мм² и более.

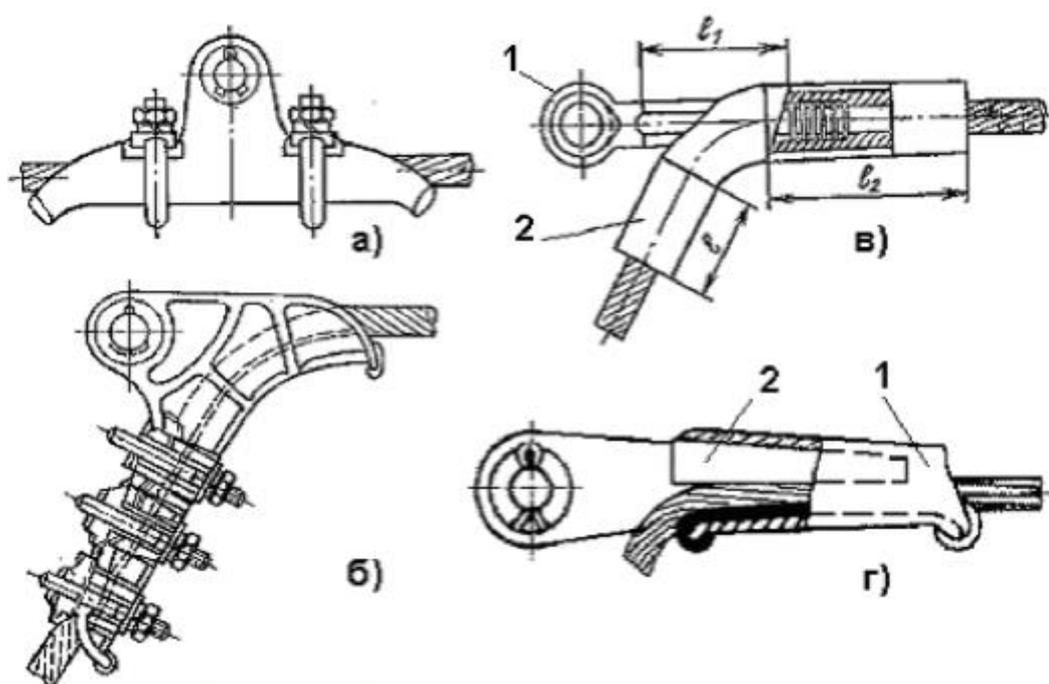


Рисунок 8 – Поддерживающий зажим а и натяжные зажимы (б,в,г)

Клиновые зажимы (рис. 8,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. 9,а приведена гирлянда изоляторов с основными элементами цепной арматуры. К траверсе 1 крепится U-образная скоба 2 (рис. 9,б), на которую предварительно надевается серьга 3 (рис. 9,в). Нижний конец серьги

вставляется в гнездо шапки верхнего изолятора 4. Со стержнем нижнего изолятора 5 соединяется *ушко* 6 (рис. 9,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.

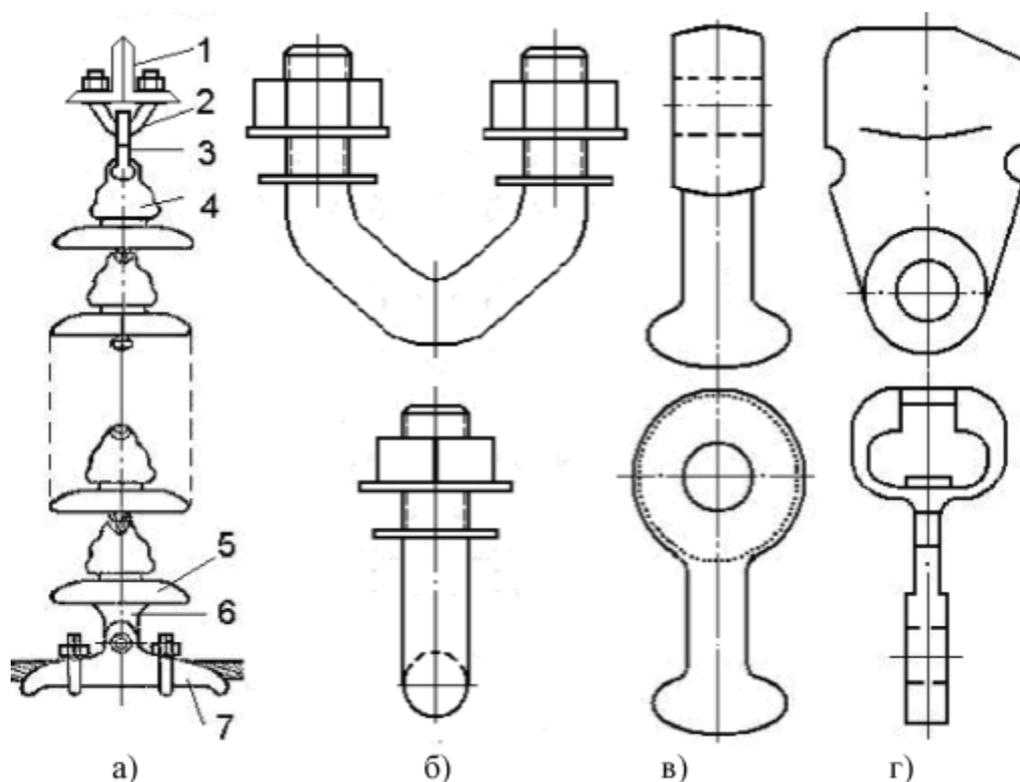


Рисунок 9 - Гирлянда изоляторов (а) и элементы сцепной арматуры (б,в,г)

Соединительная арматура ВЛ предназначена для соединения отдельных кусков провода при его монтаже и эксплуатации. Сталеалюминиевые провода сечением до 185 мм² 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. 10,а) или его обжатие (рис. 10,б).

Скручивание соединителя применяется для проводов сечением до 95 мм², обжатие - для проводов сечением до 185 мм².

Для повышения надежности соединения и обеспечения надежного электрического контакта короткие концы соединяемых проводов, выходящие из соединителя, сваривают с помощью термитной сварки (рис. 10,г).

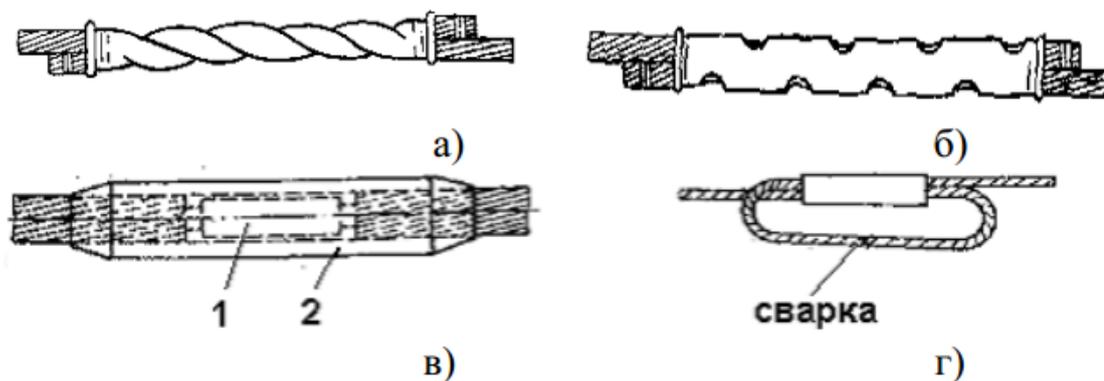


Рисунок 10 – Соединение проводов

Сталеалюминиевые провода сечением 240 мм² и более соединяются с помощью *прессуемых соединителей*, состоящих из двух трубок - стальной и алюминиевой (рис. 10,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. 11,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. 11,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. 11,в).

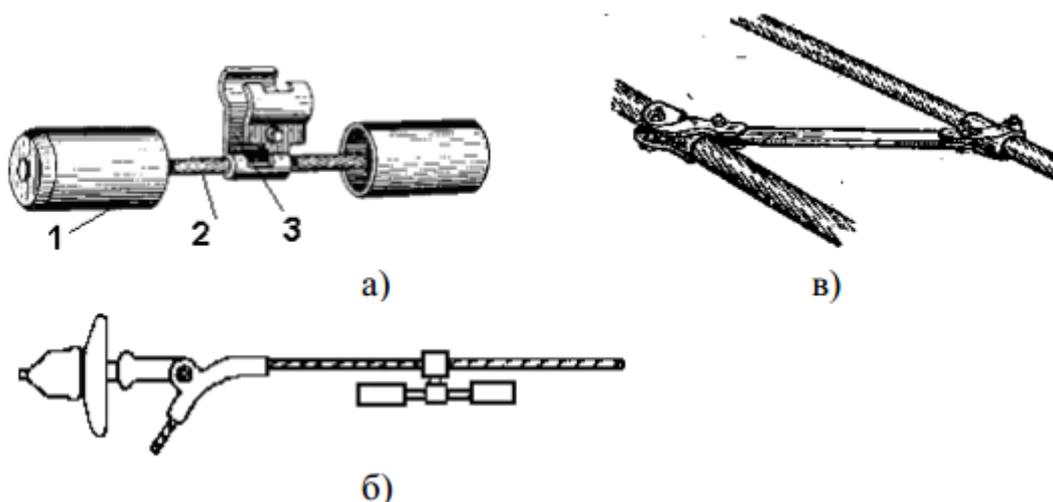


Рисунок 11 - Гасители вибрации (а, б) и дистанционная распорка (в)

Фундаменты опор

В понятие закрепление опор в грунте входит совокупность инженерных мероприятий по выбору конструкции подземной части опор, обеспечивающей требуемую надежность их работы в процессе эксплуатации линии.

В зависимости от конструкции опоры ее закрепление может быть выполнено по-разному: пространственные стальные опоры башенного типа закрепляются с помощью железобетонных подножников или бетонных блоков, опоры на оттяжках — с помощью железобетонных подножников и анкерных плит, свободностоящие металлические узкобазые и железобетонные опоры —

путем непосредственной заделки нижней части в грунт. Используя общепринятую терминологию, подземную часть опоры независимо от указанных конструктивных разновидностей будем называть фундаментом, а область грунта, воспринимающую давление от фундамента, — основанием.

Основание, грунт которого используется в естественном состоянии, называется естественным. Если для повышения несущей способности производится уплотнение или упрочение основания каким-либо из существующих способов, то оно называется искусственным. Основаниями фундаментов опор линий электропередачи в большинстве случаев служат грунты в естественном состоянии.

В зависимости от схемы закрепления давление может передаваться фундаментом или на грунт, который не претерпел изменений в процессе работ и, следовательно, сохранил свои естественные качества, или на грунт, свойства которого существенно изменились по сравнению с начальными (например, грунт обратной засыпки котлованов). Поэтому при расчете оснований фундаментов опор линий электропередачи необходимо рассматривать грунты с ненарушенной и нарушенной структурой.

Расстояние от подошвы фундамента до поверхности грунта в месте его установки называется глубиной заложения фундамента. Глубина заложения определяется расчетом, наименьшее ее значение ограничивается экономическими соображениями, а также условиями промерзания в соответствии с требованиями норм.

Проектированию фундаментов опор линий электропередачи предшествуют геологические и гидрогеологические изыскания трассы, в результате которых должны быть установлены физические и механические характеристики грунтов, используемых в качестве основания.

Расчет закрепления опор в грунте является наиболее сложным вопросом проектирования инженерных конструкций линий электропередачи. Сложность его обусловлена прежде всего тем, что линия электропередачи, будучи сооружением большой протяженности, проходит в многообразных

геологических условиях, определить которые достаточно точно для каждой опоры фактически не представляется возможным. На первых линиях электропередачи, когда для опор применялись массивные блоки, бетонируемые на месте, отклонения физико-механических свойств грунта от принятых при расчете мало сказывались на надежности закрепления; кроме того, коэффициенты запаса, принимавшиеся в расчете, были велики и перекрывали возможное снижение прочности заделки фундамента в грунте.

Массивные подножки, применявшиеся для закрепления широкобазых опор башенного типа, собственным весом в большинстве случаев уравнивали расчетные вырывающие усилия от действия нагрузок, соответствующих средним эксплуатационным условиям. Поэтому массивные подножки должны были рассчитываться главным образом на внецентренное сжатие по допускаемому давлению на грунт под подошвой. Так как работа в грунте естественного основания под подошвой фундаментов на сжимающие нагрузки наиболее изучена, при расчете массивных подножников перед проектированием линий электропередачи практически не возникало никаких новых проблем.

Индустриализация строительства линий электропередачи, связанная с развитием энергетики и электрических сетей, вызвала необходимость применения на линиях электропередачи легких железобетонных (а в некоторых особых случаях и металлических) подножников. Поскольку такие подножки уже не могли уравновесить собственным весом вырывающие нагрузки, передающиеся от установленных на них опор, то конструктивно они выполнялись так, чтобы включить в работу сопротивление грунта. В свою очередь, это потребовало разработки способов учета сопротивления грунтовой массы вырыванию. Одностоечные свободностоящие опоры всех видов, общее число которых на линиях составляет 60—70%, удерживаются в рабочем положении реакциями грунта по боковой поверхности фундаментов. Для расчета таких закреплений потребовалось создание специальной методики.

В последнее время в качестве фундаментов опор начали применяться различного рода сваи, которые должны воспринимать как сжимающие, так и вырывающие нагрузки. Работа свай на вырывание была исследована лишь недавно, так как для промышленных и гражданских сооружений сваи, работающие на вырывание, не употреблялись.

Тема 3. Конструкция кабельных линий электропередач

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;
- кабели постоянного тока.

По числу жил кабели выполняются:

- одножильными;
- двухжильными;
- трехжильными;
- четырехжильными;
- пятижильными.

Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными - кабели постоянного тока; трехжильными - кабели среднего напряжения.

Конструкция силовых кабелей

СК низкого напряжения до (до 1 кВ)

Все силовые кабели по номинальному рабочему напряжению можно условно разделить на две группы. В группу низкого напряжения включены кабели, предназначенные для работы в электрических сетях с изолированной нейтралью переменного напряжения 1, 3, 6, 10, 20 и 35 кВ частотой 50 Гц. Эти же кабели могут быть использованы с заземленной нейтралью и в сетях постоянного тока. Такие кабели выпускаются с бумажной пропитанной, пластмассовой и резиновой изоляцией, причем наиболее перспективным видом изоляции является пластмассовая. Кабели с пластмассовой изоляцией более просты в изготовлении, удобны при монтаже и эксплуатации.

Четырехжильный кабель предназначен для четырехпроводных сетей переменного напряжения. Четвертая жила в нем является заземляющей или зануляющей, поэтому ее сечение, как правило, меньше сечения основных жил. Однако при прокладке кабелей во взрывоопасных помещениях и в некоторых других случаях сечение четвертой жилы выбирается равным сечению основных жил. В настоящее время всё чаще используют пятипроводную сеть (3 фазы, нулевой проводник защитное заземление от пробоя на корпус оборудования).

В качестве электрической изоляции жил и защитных оболочек кабелей применяются пластмассы преимущественно на основе ПВХ пластиков. Форма токопроводящих жил чаще всего секторная, так как она позволяет получить компактную и соответственно экономичную конструкцию кабеля. Материал жил – медь и алюминий.

СК среднего напряжения (СН)

Эти кабели применяются в распределительных сетях с изолированной нейтралью на напряжения 6, 10, 20, 35 кВ. Основным напряжением

распределительных сетей энергосистем России является напряжение 10 кВ. В качестве электрической изоляции кабелей СН используется применяется бумажная пропитанная и пластмассовая изоляция.

СК с БПИ на напряжение 6 и 10 кВ изготавливаются трехжильными. В качестве фазной и поясной изоляции применяется бумага, пропитанная маслоканифольным составом. Такие кабели выпускаются с медными и алюминиевыми жилами секторной формы. Для защиты гигроскопичной изоляции предусмотрена металлическая оболочка из свинца и алюминия. Поверх металлических оболочек накладываются защитные покровы для механической и коррозионной защиты. Поверх защитного покрова укладывается наружный покров, предотвращающий механические повреждения кабелей. Эти покровы выполняются из ПВХ шлангов и стальных лент, битум-джутовой пряжи, брони из стальных проволок

В последние годы для распределительных сетей СН принято генеральное направление на применение современных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), допускающего повышенные температуры эксплуатации. Они обладают очень хорошими электрическими, механическими и теплофизическими свойствами и выполняются в основном в одножильном исполнении. Немаловажным преимуществом является также и отсутствие жидких компонентов в конструкции кабелей, что не накладывает дополнительных требований по перепаду высот_вдоль трассы их прокладки.

Немаловажным преимуществом является также и отсутствие жидких компонентов в конструкции кабелей, что не накладывает дополнительных требований по перепаду высот_вдоль трассы их прокладки.

СК высокого напряжения (ВН).

В группу кабелей высокого напряжения включены кабели, предназначенные для работы в сетях переменного напряжения 110, 220, 330, 380, 500, 750 кВ и выше, а также кабели постоянного напряжения от +100 до +400 кВ и выше. Основная масса кабелей высокого напряжения в настоящее время изготавливается с пропитанной маслом бумажной изоляцией - это

маслонаполненные кабели низкого и высокого давления. Высокая электрическая прочность изоляции этих кабелей обеспечивается избыточным давлением масла в них. Однако за рубежом получили также распространение газонаполненные кабели, в которых используется газ, как в виде изолирующей среды, так и для создания избыточного давления в изоляции.

Опыт эксплуатации газонаполненных кабелей внутреннего давления, также, как и внешнего давления – очень удовлетворительный. В отличие от газонаполненных кабелей внешнего давления, в кабелях внутреннего давления газ является частью изоляции. Так, как нет металлической оболочки, то газ проникает в пропитанную бумажную изоляцию и предотвращает электрические разряды. Значительное число сетей с применением этого кабеля находится в эксплуатации и по сегодняшний день.

Маркировка силовых кабелей.

Кабели с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами имеют марки:

ААБ, ААГ, ААП, ААШв, АСБ, АСПГ, АСБГ, АСШв.

Первая буква – материал жил (А – алюминиевая, если буквы А нет – жила медная);

вторая – материал оболочки (А – алюминий, С – свинец), Ц – с нестекающим составом.

Изоляция обозначается:

Р – резиновая, П – полиэтиленовая, Пс – ПЭ самозатухающий, Пв – вулканизированный, В – ПВХ, нет обозначения – бумажная с нормальной пропиткой.

Оболочка:

В – ПВХ, П – ПЭ, А – алюминий, Ст – гофрированная сталь, Н – негорючая резина, С – свинец

Броня обозначается при выполнении: стальными лентами – Б, плоской оцинкованной стальной проволокой – П, круглой оцинкованной стальной проволокой – К.

Наружный покров:

Г – отсутствие наружного покрова;

Шв – наружный покров выполнен в виде шланга из поливинилхлорида (ПВХ);

Шп – шланг ПЭ;

Н – негорючий состав;

нет обозначения – битум, кабельная пряжа.

Например, марка кабеля СБШв – кабель с медной жилой в свинцовой оболочке с наружным покровом в виде шланга из ПВХ.

Маркировка маслонаполненных кабелей начинается с буквы М, вторая буква обозначает тип давления масла: НД – низкое,ВД – высокое. Т – стальной трубопровод (броня)

Примеры, марки МНС, МВДТ.

В марках проводов и шнуров могут также присутствовать буквы, характеризующие другие элементы конструкции: О – оплетка, Т – для прокладки в трубах, П – плоский, Ф – металлическая фальцованная оболочка, Г – гибкий и т. д.

Модуль 2 «Расчет воздушных линий по условиям работы»

Тема 4. Условия работы линий электропередачи.

Атмосферные воздействия и влияние климатических условий на воздушные линии электропередачи.

Воздушные линии электропередачи сооружаются на открытой местности и, естественно, подвергаются различным атмосферным воздействиям, которые в зависимости от географического расположения местности проявляются в разных степенях. Условия работы воздушных линий электропередачи во многом зависят от климатических условий, поэтому именно климатические условия положены в основу их проектирования.

Влияние температуры воздуха

Температура воздуха влияет на степень натяжения либо провисания провода воздушной линии. Для процесса проектирования важное значение имеют максимальная (абсолютная наивысшая), минимальная (абсолютная наименьшая), среднегодовая температуры, а также температура, при которой образуются гололедные отложения на проводах воздушных линий. Все вышеперечисленные виды температур наблюдаются отдельно для каждого климатического района страны на метеорологических станциях. Далее по собранным статистическим сведениям создаются карты распределения температур.

Виды гололедно-изморозевых образований и их влияние на воздушные линии электропередачи

К числу гололедно-изморозевых образований относятся иней, кристаллическая или зернистая изморозь, гололед и смешанные образования.

Иней и кристаллическая изморозь образуются в процессе перехода водяного пара в ледяные кристаллы. Для проводов воздушных линий не представляют существенной нагрузки и не влияют на механическую прочность.

Зернистая изморозь представляет собой матово-белый снеговидный осадок из примерзших друг к другу ледяных зерен. Такой вид изморози образуется с наветренной стороны провода, поэтому провод получает эксцентричную вертикальную нагрузку.

Зернистая изморозь способствует закручиванию провода, прочно сцепляется с ним и своими размерами увеличивает парусность провода, что при поперечном ветре приводит к дополнительным нагрузкам на опоры и провода воздушных линий. Время нарастания изморози в среднем меньше суток, а продолжительность нахождения изморози на проводах может достигать 10 сут. и более.

Гололед - это плотно намерзший лед стекловидного однородного строения. Образование гололеда происходит в морозную погоду при температуре воздуха в приземном слое от - 0,5 до - 5°C, реже при - 10°C. Причиной возникновения гололеда является намерзание переохлажденных

капель воды, выпадающих при моросях и дождях и при крупнокапельном тумане. Ледяная корка плотно сцепляется с проводом воздушной линии. В случае несимметричного образования гололед вызывает закручивание провода, а при большой толщине стенки гололеда его вес может во много раз превысить вес самого провода.

Мокрый снег выпадает при плюсовой температуре и, если погода безветренная, оседает на проводах, покрывая их большим слоем.

Если температура воздуха понизится и перейдет к отрицательным значениям, то налипший на проводе влажный снег начнет замерзать, его структура станет кристаллической и образуется прочное сцепление с проводом. Такой снег при ветре уже не опадет.

Сложное отложение (смесь) - это гололед с последующим нарастанием изморози или наоборот - изморози с нарастанием гололеда.

Сложные отложения могут иметь большую толщину и большой вес. Нарастание такого вида отложений происходит в течение нескольких суток, а нахождение их на проводах в некоторых районах отмечалось до 40 сут.

В действующих Правилах Устройства Электроустановок все виды обледенений проводов объединены под общим названием гололеда. При этом подразумевают любой вид обледенения, приведенный к чистому гололеду круглой цилиндрической формы.

В результате систематической обработки и анализа многочисленных материалов метеостанций и данных наблюдений на работающих воздушных линиях электропередачи составлены карты расчетных гололедных районов, которые являются ценным пособием при проектировании электрических сетей и линий, особенно большой длины.

Влияние ветра на провода воздушных линий электропередачи

Воздушные линии электропередачи являются наземными сооружениями, поэтому для них главную помеху представляет горизонтальная слагающая ветра. Именно направление и скорость горизонтальной слагающей регистрируются и в дальнейшем принимаются в качестве исходных данных при

определении расчетных горизонтальных нагрузок. Непосредственным влиянием ветра на работу воздушной линии является его давление на провода, тросы и опоры. Это давление может вызвать поломку и падение опор с вырыванием недостаточно прочно укрепленных в грунте фундаментов. Ветровая нагрузка характеризуется скоростным напором ветра Q_n . Многолетние наблюдения за режимом ветра на всей территории России и союза независимых государств позволили провести деление на семь ветровых районов, которые различаются величинами максимальных скоростных напоров и составить карты ветровых районов.

Возникновение вибрации и пляски проводов

Все вышерассмотренные нагрузки от гололеда и ветра принято называть статическими, но при некоторых условиях, ветер может вызывать колебательные движения проводов и тросов, создающие динамические усилия. К таким процессам относят вибрацию и пляску проводов.

Вибрация проводов

Вибрацией провода называют периодические колебания провода в вертикальной плоскости с большой частотой и малой амплитудой. Такие колебания обычно наблюдаются при относительно слабом ветре от 0,5-0,8 до 3-8 м/с и отсутствии на проводах гололедно-изморозевых отложений. Направление ветра при вибрации по отношению к оси линии может быть различным. По данным наблюдений, устойчивая вибрация бывает при направлениях ветра под углом 45 - 90° к оси линии. Опыт эксплуатации показывает, что вибрации наиболее подвержены провода, расположенные высоко над землей и в открытой ровной местности, когда равномерное движение воздушного потока не нарушается рельефом или наземными препятствиями. Кроме того, вероятность возникновения вибрации увеличивается с увеличением длины пролёта (для пролётов более 120 м). Особенно опасна вибрация проводов при переходах через реки и водные пространства с пролётами более 500 м. Опасность вибрации заключается в обрывах отдельных проволок.

На участках их выходов из зажимов, однако разрушение наступает лишь в том случае, когда результирующие механические напряжения в проводе (статические и динамические) оказываются больше предела усталости металла. Вибрацию можно сгладить двумя путями: без специальных мер защиты и с применением специальных средств.

Для исключения опасности вибрации без специальных мер защиты необходимо соблюсти условия, при которых величина напряжения в проводе при вибрации не превзойдет предела усталости материала в проводе при длительной работе линии электропередачи при среднеэксплуатационных условиях.

Для защиты проводов от повреждений, вызываемых вибрацией, существуют различные средства, которые применяют наряду с ограничением напряжения. Основные способы борьбы следующие:

Усиление провода в местах подвески в поддерживающих зажимах путем обмотки армирующими прутками. Обмотанный такими прутками провод получает конусообразную форму и его сопротивление изгибу увеличивается по мере приближения к зажиму.

Виброгаситель обладает свойством противодействовать колебаниям, вызываемым вибрацией и уменьшать амплитуду колебаний до безопасных пределов, поэтому данный способ защиты является наиболее эффективным. Виброгасители устанавливают на проводах с двух концов пролёта. В пролётах больших переходов в случае подвески провода с применением роликовых зажимов устанавливают виброгасители особой конструкции (гасители сбрасывающегося типа), которые в случае обрыва провода сбрасываются и дают возможность проводу свободно проскользнуть по роликам.

Установка гасителей петлевого типа - демпфирующих петель, которые подвешиваются под зажимом в виде петли длиной 1,0 - 1,35 м и изготавливаются из провода того же сечения.

Пляска проводов

Пляска проводов является вторым опасным для воздушных линий электропередачи явлением, связанным с колебательным процессом. Пляска проводов возникает при сочетании порывистого ветра со скоростью 5 - 20 м/с под углом 30 - 70° к оси линии. В отличие от вибрации пляска проводов характеризуется малой частотой, но большой амплитудой колебаний.

Пляска проводов приводит к схлестыванию проводов, вызывает значительные динамические усилия в линейной арматуре и в траверсах опор, иногда наблюдается повреждение линейной арматуры, изоляторов, перекося или сброс распорок, а также заброс подвесных гирлянд на траверсы. Последствия пляски проводов могут вывести воздушную линию из работы на длительное время.

Меры борьбы с пляской могут быть направлены на ее ослабление или предотвращение - активные меры, а также на уменьшение вероятности схлестывания проводов или касания проводами частей опор - пассивные меры.

К активным мерам относятся устройства, способствующие успокоению колебаний (установка демпферов) и плавка гололеда электрическим током.

К пассивным мерам относится конструктивное выполнение опор с большим разносом проводов по вертикали, с увеличенным горизонтальным смещением проводов разных ярусов.

Условия работы кабельных линий

Условия работы кабельных линий более благоприятные, чем условия воздушных линий. На работу кабельных линий не влияют такие неблагоприятные для воздушных линий явления, как бури, гололед, дожди, туманы и т. п. Кабельные линии в меньшей степени, чем воздушные, подвержены опасным и мешающим электромагнитным влияниям, создаваемым в цепях связи, автоматики и телемеханики различными высоковольтными линиями электропередачи и контактными сетями электрических железных дорог, а также воздействиям атмосферных перенапряжений (грозовым разрядам).

Кабельные линии лучше обеспечивают бесперебойность, высокое качество и надежность действия устройств связи, автоматики и телемеханики, более долговечны и дешевле в эксплуатации, хотя строительство их обходится дороже, чем воздушных линий. Повреждения на кабельных линиях происходят значительно реже, чем на воздушных.

Имеются, однако, факторы, которые могут привести к нарушению работы кабельных линий или к сокращению их срока службы. Одним из таких факторов является разрушение металлической (свинцовой, алюминиевой) оболочки и стальной брони кабелей, обусловленное электрохимической (почвенной) коррозией или электрической коррозией. Электрохимическая коррозия возникает из-за наличия во влажной почве органических и неорганических кислот, щелочи, азотнокислых солей, хлористого натрия и т. п. Почва с большим содержанием известняка, каменноугольной золы и шлаков также сильно влияет на металлические оболочки кабелей и в короткий срок может привести кабель в негодность. Оболочки кабелей, проложенных вблизи электрифицированных железных дорог постоянного тока и трамвайных линий, использующих рельсы в качестве обратного провода, подвергаются коррозионному воздействию блуждающих в земле токов. Такой вид коррозии называют электрической коррозией.

При осуществлении переходов через реки кабели нередко прокладывают по железнодорожным мостам. Под воздействием проходящих по мосту поездов происходит вибрация ферм моста, передающаяся кабелям. Вибрация кабеля вредно отражается на состоянии его металлической оболочки и может привести к появлению в ней трещин. Повреждение оболочки кабеля вследствие вибрации называют межкристаллитной коррозией.

Подземные кабели могут быть повреждены при производстве различного рода земляных работ на трассе (например, при строительстве водопровода или газопровода) или в результате оползней почвы. Подводные кабели, прокладываемые по дну рек, могут быть повреждены весенним ледоходом или якорями судов.

Тема 5. Исходные условия расчёта конструктивной части линий

Причины повреждаемости ВЛ и КЛ

Причины повреждаемости воздушных линий электропередачи в основном объясняются следующими факторами: перенапряжениями (атмосферными и коммутационными), изменениями температуры окружающей среды, действием ветра, гололедными образованиями на проводах, вибрацией, «пляской» проводов, загрязнением воздуха.

Основными причинами повреждений КЛ являются:

- в целом месте кабеля: старое механическое повреждение (47 %), заводской брак (9 %), почвенная коррозия (12 %), дефект прокладки (16 %), блуждающие токи, старение изоляции, осадка грунта, не выявленные причины (16 %);

- в соединительных муфтах: дефект пайки шейки (8 %) и жил (9 %), коррозия незащищенной шейки (46 %), нарушение изоляции при разделке (16 %), заводской брак комплекта (4 %), прожог изоляции при пайке (1 %), некачественное восстановление изоляции (2 %), подвижка грунта (1 %), не выявленные причины (5 %), прочие причины: неправильный выбор материалов, монтаж на влажном кабеле, недолив мастики и т.д. (8 %).

Причиной повреждаемости в большинстве случаев являются механические повреждения в процессе проведения земляных работ (47 %), дефект прокладки (16 %), дефект монтажа муфт (34,2 %).

Коэффициент повреждаемости КЛ составляет примерно 1,3.

Расчетные климатические условия и особенности расчета

Для обеспечения бесперебойности и надежности действия кабельных линий и их сохранности применяется ряд мер, к которым следует отнести: создание надежных конструкций кабелей, гарантирующих их достаточную механическую прочность и коррозионную стойкость; тщательный выбор трассы для прокладки кабелей; точное соблюдение правил по прокладке и монтажу кабелей, а также проведение необходимых мероприятий по защите

кабелей от коррозии. Большое значение имеет также систематическое проведение осмотров кабельной трассы, периодическое измерение электрических характеристик кабельных цепей и соблюдение правил по техническому содержанию кабельных линий и сетей.

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.

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.

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

- температура окружающего воздуха;
- гололедные нагрузки;
- ветровые нагрузки.

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 a ;
- механическое напряжение α .

ПУЭ устанавливают допустимые механические напряжения в проводе для трех режимов:

- режима низшей температуры $[\sigma_{\min}]$;
- режима среднегодовой температуры $[\sigma_{\text{tcp}}]$;
- режима наибольшей внешней нагрузки $[\sigma_{\max}]$.

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_{\min} , среднегодовой температуры σ_{tcp} и наибольшей внешней нагрузки σ_{\max} не превышали допустимых значений.

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

$$\sigma_{\min} \leq [\sigma_{\min}]; \sigma_{\text{tcp}} \leq [\sigma_{\text{tcp}}]; \sigma_{\max} \leq [\sigma_{\max}]. \quad (1)$$

Тема 6. Механические нагрузки проводов и тросов

Выбор расчетных климатических условий для воздушных линий, сооружаемых на территории России, производится с использованием карт районирования территории по гололеду и ветру.

Провода и тросы, подвешенные на опорах воздушных линий электропередачи, находятся под постоянным действием равномерно распределенной по длине статической нагрузки от собственного веса. Кроме того, на них могут действовать дополнительные нагрузки - вертикальная от гололеда и горизонтальная от ветра.

Вертикальная нагрузка от веса гололеда обычно вызывает наибольшие усилия в проводах, действует не постоянно, а при неблагоприятных атмосферных условиях. Она может существовать длительное время, поэтому ее считают основной при расчете проводов. Распределение гололеда по проводу не бывает строго равномерным. Учесть неравномерность не представляется возможным, поэтому такую нагрузку считают равномерно распределенной по длине провода.

Горизонтальная нагрузка от ветра, так же, как и нагрузка от гололеда, вызывает большие усилия в проводе, поэтому учитывается в расчетах. Неравномерность скоростного напора по длине пролёта учитывается коэффициентом неравномерности a .

Равномерно распределенная нагрузка в килограммах, отнесенная к 1 м длины провода, называется единичной нагрузкой и выражается в кг/м или даН/м (декаНьютон/метр).

Единичная нагрузка от собственного веса провода p_1

Для вычисления нагрузки p_1 пользуются данными о массе (весе) провода из действующих стандартов или технических условий, где обычно указывается вес провода в килограммах на один километр. Для получения единичной нагрузки от собственного веса провода в килограммах на один метр следует

массу или вес, указанный в стандарте, умножить на 10, тогда единичная нагрузка от собственного веса провода может быть вычислена по формуле:

$$p_1 = M_n \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (2)$$

где M_n - масса (вес) провода, кг.

Единичная нагрузка от гололеда p_2

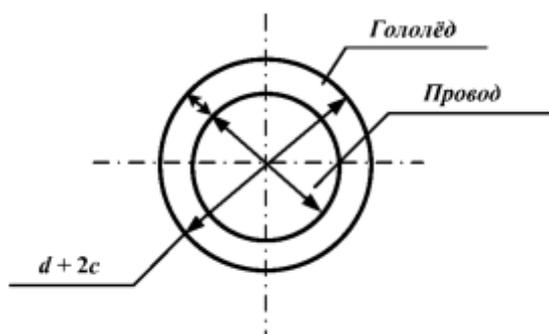


Рисунок 12 – Поперечное сечение приведенного расчетного гололеда

В соответствии с фигурой и обозначениями на рисунке, площадь сечения слоя приведенного гололеда $F_{гол}$ определяется по формуле:

$$F_{гол} = \frac{\pi(d_n + 2c)^2}{4} - \frac{\pi d_n^2}{4} = \pi c(d_n + c), \quad (3)$$

а вес на всей длине провода L - по формуле:

$$M_{гол} = g_0 \pi c(d_n + c)L, \text{ кг} \quad (4)$$

Где d_n - диаметр провода, мм;

c - толщина, стенки гололеда, мм;

L - длина провода, м;

g_0 - объемный вес, который при принятых выше единицах измерения d_n , c , и L , равен $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м} \cdot \text{мм (даН/м} \cdot \text{мм)}$.

С учетом формул 3 и 4 единичная нагрузка от гололеда может быть определена как:

$$p_2 = g_0 \pi c(d_n + c)10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (5)$$

Результирующая единичная весовая нагрузка при гололеде p_3

Полная вертикальная нагрузка при гололеде определяется как арифметическая сумма единичных нагрузок от собственного веса провода и веса гололеда:

$$p_3 = p_1 + p_2, \text{ кг/м (даН/м)}. \quad (6)$$

Единичные нагрузки от давления ветра p_4 и p_5

При принятых выше обозначениях и при условии, что определяется только нагрузка от горизонтальной слагающей давления ветра, единичные ветровые нагрузки могут быть определены по формулам: (7) - при отсутствии гололеда и (8) - при гололеде на проводах:

$$p_4 = a \cdot C_x \cdot Q_H \cdot d_{\text{п}} \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (7)$$

где a - коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролёту воздушной линии;

C_x - аэродинамический коэффициент;

Q_H - скоростной напор ветра, даН/м.

аэродинамический коэффициент принимается для проводов, свободных от гололеда, при $d_{\text{п}} \geq 20$ мм - $C_x = 1,1$, а при $d_{\text{п}} < 20$ мм - $C_x = 1,2$. Для проводов любого диаметра, но покрытых гололедом, - $C_x = 1,2$.

Учитывая, что при определении ветровых нагрузок на провода с гололедом, следует принимать значение скоростного напора $0,25Q_H$, получим

$$p_5 = a \cdot C_x \cdot 0,25Q_H \cdot (d_{\text{п}} + c) \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (8)$$

Результирующие единичные нагрузки на провод без гололеда и с гололедом p_6 и p_7

Совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок на провода определяется как результирующие единичные нагрузки по формулам: (9) - без гололеда и (10) - с гололедом.

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (9)$$

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (10)$$

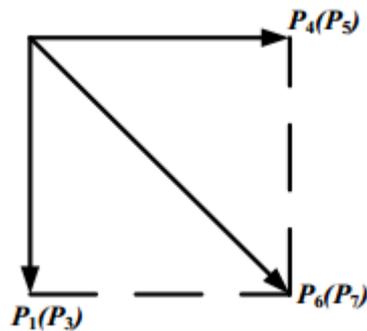


Рисунок 13 – Совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок на провод

Тема 7. Теория расчетов проводов и грозозащитных тросов.

При расчетах проводов и тросов ВЛ на механическую прочность необходимо определять напряжения в проводах (тросах) и стрелы провесов при всех возможных эксплуатационных сочетаниях климатических условий. Поскольку таких сочетаний может быть большое количество, то ПУЭ устанавливают следующие расчетные сочетания климатических условий (режимов):

- 1) высшая температура (t_{max}), ветер и гололед отсутствуют, удельная нагрузка - γ_1 (режим высшей температуры);
- 2) температура минус 5°C , ветер отсутствует, провода (тросы) покрыты гололедом, удельная нагрузка - γ_3 (режим гололеда без ветра);
- 3) низшая температура (t_{min}), ветер и гололед отсутствуют, удельная нагрузка - γ_1 (режим низшей температуры);
- 4) среднегодовая температура (t_{cp}), ветер и гололед отсутствуют, удельная нагрузка - γ_1 (режим среднегодовой температуры);
- 5) температура минус 5°C , максимальный напор ветра, гололед отсутствует, удельная нагрузка - γ_6 (режим наибольшей нагрузки);

6) температура минус 5°C , провода и тросы покрыты гололедом, напор ветра $q = 0,25 \cdot q_{max}$, удельная нагрузка - γ_7 (режим наибольшей нагрузки);

7) температура плюс 15°C , ветер и гололед отсутствуют, удельная нагрузка - γ_1 (грозовой режим).

В районах со среднегодовой температурой минус 5°C и ниже температуры для режимов 5 и 6 следует принимать минус 10°C . Режимы 1 и 2 определяют наибольшую вертикальную стрелу провеса, которая может быть при высшей температуре или при гололеде без ветра. В режимах 3,4,5 и 6 выполняется проверка проводов и тросов по допустимому напряжению в условиях низшей и среднегодовой температуры и в условиях наибольшей внешней нагрузки γ_{max} . При $\gamma_7 > \gamma_6$ наибольшая внешняя нагрузка будет обусловлена гололедом (режим 6), при $\gamma_6 > \gamma_7$ ветром (режим 5). Режим 7 необходим для проверки условий защиты элементов ВЛ тросом во время грозы.

Стрела провеса провода и сила тяжения провода.

Стрелой провеса провода называется расстояние по вертикали от линии, соединяющей точки подвеса провода на соседних опорах возд. ЛЭП, до низшей точки провода.

Жесткость проводов и тросов сказывается только при подвеске коротких отрезков проводов, например, длиной в несколько метров между гирляндами анкерных опор. При длине пролётов, принимаемых на воздушных линиях электропередачи, жесткостью проводов можно пренебречь и рассматривать их как идеальные гибкие нити, подвешенные в двух точках и подвергающихся воздействию равномерно распределенной нагрузки от собственного веса провода. Такая гибкая нить примет очертание цепной линии, как показано на рис. 14.

Согласно обозначениям на рис. 14, расстояние по горизонтали между точками подвеса A и B называется пролётом и обозначается буквой l . Расстояние по вертикали в середине пролёта между проводами и прямой AB ,

соединяющей точки подвеса, называется стрелой провисания провода и обозначается буквой f . Обе величины измеряются в метрах.

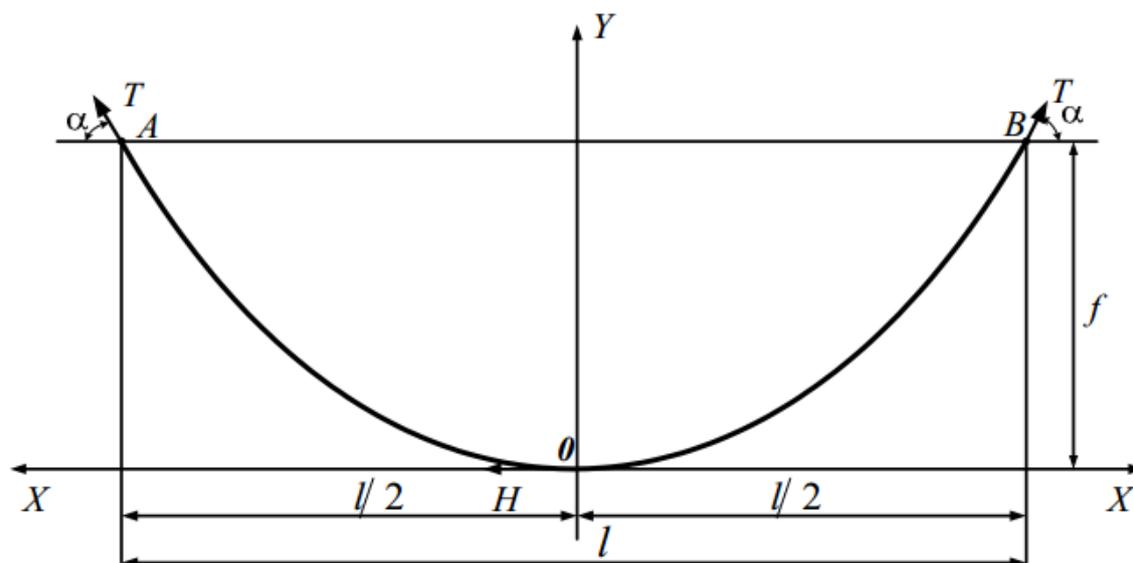


Рисунок 14 – Кривая провисания провода при одинаковой высоте точек подвеса

Сила, действующая в любой точке провода и направленная по касательной к кривой провисания, называется тяжением и обозначается буквой T . Тяжение в нижней точке кривой провисания, направленное горизонтально, принято обозначать буквой H . Оба вида тяжения измеряют в деканьютонах (даН) или килограмм - силах (кгс).

Сила, действующая на единицу сечения провода, называется напряжением, обозначается буквой σ и определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{T}{F}, \text{ даН/мм}^2, \text{ кгс/мм}^2, \quad (11)$$

где T – тяжение в проводе, кгс (даН);

F – поперечное сечение провода, мм².

Механический расчет проводов и тросов производится по методу допускаемых напряжений, согласно которому необходимым условием является работа провода в пределах упругости его материала, то есть напряжения σ , возникающие в проводах или тросах при воздействии наибольшей нагрузки или

наинизшей температуры, должны быть меньше предела прочности материала проводника.

Допускаемое максимальное напряжение в проводе или тросе (даН/мм²) определяется в зависимости от временного сопротивления материала провода σ_B (даН/мм) и принятого коэффициента запаса прочности n по формуле:

$$\sigma_{D \leq \frac{\sigma_B}{n}} \quad (12)$$

Допускаемые напряжения установлены для трех исходных условий: 1) при наибольшей нагрузке; 2) при наинизшей температуре; 3) при среднегодовой температуре.

Определение стрелы провисания провода

Для вывода уравнения кривой провисания провода примем систему координат с началом в низшей точке кривой провисания O , осью абсцисс X и осью ординат Y , как показано на рис. 15. При выводе используются основные уравнения статики для системы, находящейся в равновесии:

а) сумма проекций всех внешних сил на координатные оси равна нулю:

$$\Sigma X=0; \Sigma Y=0. \quad (13)$$

б) сумма моментов всех внешних сил или их проекция относительно любой точки равна нулю

$$\Sigma M=0. \quad (14)$$

Рассмотрим часть провода, разрезав его в низшей точке O и в любой точке D с координатами $(x; y)$. Отрезанные части провода заменим соответствующими тяжениями: в низшей точке кривой провисания тяжением H , а в точке D тяжением T .

Так как для воздушных линий касательная к кривой провисания в любой точке имеет малый угол с горизонтальной прямой, то вес рассматриваемого участка можно принять равномерно распределенным по горизонтали и заменить

сосредоточенной силой px , действующей в середине рассматриваемого участка, то есть на расстоянии $x/2$ от точек O и D , а силу тяжения T_x приравнивают к силе тяжения в наинизшей точке H .

Направление действия силы H в точке D противоположно по отношению к направлению этой же силы в наинизшей точке кривой провисания провода, так как вследствие свойств идеальной гибкой нити она может работать только на растяжение.

В этом случае уравнение моментов сил относительно точки D запишется следующим образом:

$$\Sigma M_D = Hy - px \frac{x}{2} = Hy - \frac{px^2}{2} = 0. \quad (15)$$

Решив уравнение (15) относительно y , получим основное уравнение кривой провисания провода:

$$y = \frac{px^2}{2H}. \quad (16)$$

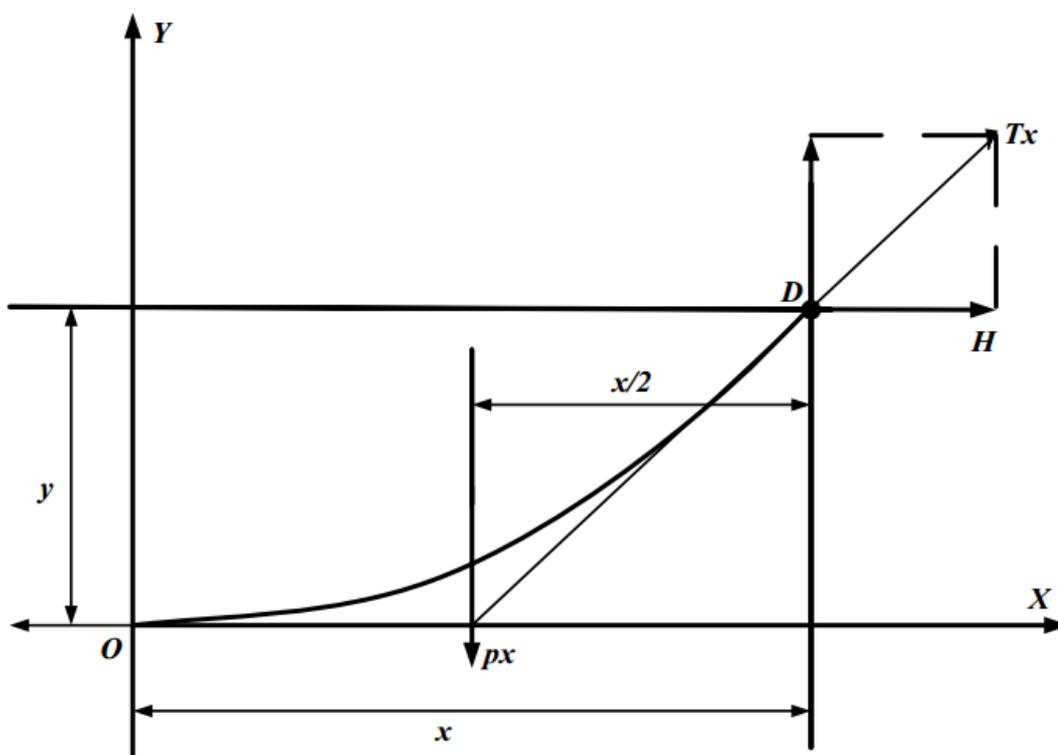


Рисунок 15 – Внешние силы действующие на отрезок провода

В формулу (16) входят: единичная нагрузка на провод p и тяжение в нижней точке кривой провисания H . В практических же расчетах пользуются не тяжением, а напряжением в проводе σ , и не единичной нагрузкой, а удельной γ . Подставляя в формулу(16) $p = F\gamma$ и $H = F\sigma$, получим:

$$y = \frac{px^2}{2H} = \frac{\gamma x^2}{2\sigma}. \quad (17)$$

Для определения стрелы провеса достаточно подставить в формулу (17) значение $x=l/2$, тогда:

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma}, \text{ м.} \quad (18)$$

Уравнение состояния провода (троса)

Расчет проводов и тросов ВЛ на механическую прочность включает в себя определение напряжений при различных условиях работы. При изменении климатических условий меняются удельные нагрузки, температура провода и напряжение в его материале. Для определения напряжений в материале провода при разных климатических условиях используют уравнение состояния провода, которое имеет следующий вид:

$$\sigma_P - \frac{\gamma_P^2 \cdot l_p^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_P^2} = \sigma_{И} - \frac{\gamma_u^2 \cdot l_p^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_u^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_P - t_u), \quad (19)$$

где σ_u, γ_u, t_u - напряжение в материале провода, удельная нагрузка и температура в исходном режиме;

σ_P, γ_P, t_P - напряжение в материале провода, удельная нагрузка и температура в рассчитываемом режиме;

E, α - модуль упругости и температурный коэффициент линейного удлинения материала провода;

l_p - расчетная длина пролета.

Уравнение состояния связывает указанные выше параметры двух разных режимов. С помощью этого уравнения можно по заданным исходным условиям σ_u, γ_u, t_u определить напряжение в материале провода σ_p при новых изменившихся условиях γ_p, t_p .

Относительно неизвестной величины σ_p уравнение состояния является неполным кубическим уравнением вида:

$$\sigma_p^3 \pm B\sigma_p^2 - D = 0, \quad (20)$$

где B и D – числовые коэффициенты, полученные в результате подстановки в уравнение состояния всех известных параметров.

Определение исходного режима

Расчет проводов и тросов ВЛ на механическую прочность ведется методом допустимых напряжений. Суть этого метода заключается в том, что напряжения в проводе или тросе в любом из эксплуатационных режимов не должны превышать допустимых напряжений. При выполнении этого условия материал провода или троса работает в пределах упругих деформаций. Допустимые напряжения задаются ПУЭ в процентах от предела прочности провода или троса для трех режимов:

- 1) наибольшей нагрузки - $[\sigma_{\gamma max}]$;
- 2) низшей температуры - $[\sigma_{t min}]$;
- 3) среднегодовой температуры - $[\sigma_{tcp}]$.

Значения допустимых напряжений приведены в табл. 1.

Как видно из таблицы, допустимые напряжения при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре принимаются больше соответствующих напряжений при среднегодовой температуре. Это обусловлено относительной кратковременностью первых двух режимов.

Таблица 1 - Допустимые механические напряжения в проводах и тросах

Провода и тросы	Допустимые напряжения от предела прочности при растяжении, %		Предел прочности, даН/мм ²
	при наибольшей нагрузке или низшей температуре	при средне-годовой температуре	
Алюминиевые провода А, АКП	35-45	30	15-16
Сталеалюминиевые провода АС, АСКС, АСКП, АСК	35-45	30	24-33
Стальные провода ПС	50	35	62
Тросы ТК	50	35	120

Важным этапом расчета проводов и тросов на механическую прочность является определение исходного (начального) режима. В качестве такого режима можно принять любой режим, для которого известны удельная нагрузка, температура и напряжение. Однако при эксплуатации проводов и тросов напряжения в них не должны превышать соответствующих допустимых напряжений для режимов максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур. Чтобы выполнить это условие, целесообразно при расчете в качестве исходного выбрать режим, в котором напряжение может достигать допустимого.

Для определения исходного режима используются так называемые критические пролеты. Суть понятия “критический пролет” заключается в следующем. На напряжение в проводе или тросе оказывают влияние нагрузка и температура окружающей среды. Их влияние проявляется в большей или меньшей степени в зависимости от длины пролета. При малых пролетах на напряжение в проводе значительное влияние оказывает температура, при больших пролетах – нагрузка. *Граничный пролет, при котором влияние температуры и нагрузки на напряжения в проводе оказывается равноопасным, называется критическим.*

Условия ограничения напряжения в проводе или тросе в трех указанных выше режимах определяют три критических пролета.

Первый критический пролет ($l_{к1}$) – это такой пролет, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре.

Второй критический пролет ($l_{к2}$) – это такой пролет, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре.

Третий критический пролет ($l_{к3}$) – это такой пролет, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке.

Формулы для определения критических пролетов могут быть получены из уравнения состояния провода. Для вычисления первого критического пролета нужно в правую часть уравнения подставить значения $[\sigma_{t\ min}], \gamma_1, t_{min}$, а в левую - $[\sigma_{tcp}], \gamma_1, t_{cp}$ и выразить длину:

$$l_{к1} = \frac{2 \cdot [\sigma_{tcp}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[\frac{1}{E} ([\sigma_{tcp}] - [\sigma_{t\ min}]) + \alpha (t_{cp} - t_{min}) \right]}{1 - \left(\frac{[\sigma_{tcp}]}{[\sigma_{t\ min}]} \right)^2}}. \quad (21)$$

Для вычисления второго критического пролета в уравнение состояния провода нужно подставить значения $[\sigma_{\gamma\ max}], \gamma_{max}, t_{zol}$ и $[\sigma_{t\ min}], \gamma_1, t_{min}$:

$$l_{к2} = \frac{2 \cdot [\sigma_{\gamma\ max}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha \cdot (t_{zol} - t_{min})}{\left(\frac{\gamma_{max}}{\gamma_1} \right)^2 - 1}}, \quad (22)$$

где $t_{гол}$ – температура гололеда, равная минус 5°C (при $t_{cp} \leq -5^{\circ}\text{C}$
 $t_{гол} = -10^{\circ}\text{C}$).

Для вычисления третьего критического пролета в уравнение состояния провода нужно подставить $[\sigma_{tcp}], \gamma_1, t_{cp}$ и $[\sigma_{tmax}], \gamma_{max}, t_{гол}$ и выразить длину:

$$l_{к3} = \frac{2 \cdot [\sigma_{\gamma max}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[\frac{1}{E} ([\sigma_{\gamma max}] - [\sigma_{tcp}]) + \alpha(t_{гол} - t_{cp}) \right]}{\left(\frac{\gamma_{max}}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{[\sigma_{\gamma max}]}{[\sigma_{tcp}]} \right)^2}}. \quad (23)$$

В практических расчетах могут иметь место два соотношения между критическими параметрами: $l_{к1} < l_{к2} < l_{к3}$ или $l_{к1} > l_{к2} > l_{к3}$. Кроме того, могут быть случаи, когда $l_{к1}$ или $l_{к3}$, или оба эти пролета будут мнимыми. Это будет тогда, когда подкоренные выражения в формулах (21), (23) будут отрицательными.

Для определения исходного режима по соотношению критических и расчетного пролетов можно воспользоваться табл. 2.

Таблица 2 - Условия выбора исходного режима

Соотношение $l_{к1}, l_{к2}, l_{к3}$	Соотношение l и l_k	Параметры исходного режима
$l_{к1} < l_{к2} < l_{к3}$	$l < l_{к1}$	$[\sigma_{tmin}], \gamma_1, t_{min}$
	$l_{к1} < l < l_{к3}$	$[\sigma_{tcp}], \gamma_1, t_{cp}$
	$l > l_{к3}$	$[\sigma_{\gamma max}], \gamma_{max}, t_{гол}$
$l_{к1} > l_{к2} > l_{к3}$	$l < l_{к2}$	$[\sigma_{tmin}], \gamma_1, t_{min}$
	$l > l_{к2}$	$[\sigma_{\gamma max}], \gamma_{max}, t_{гол}$
$l_{к1}$ - мнимый	$l < l_{к3}$	$[\sigma_{tcp}], \gamma_1, t_{cp}$
	$l > l_{к3}$	$[\sigma_{\gamma max}], \gamma_{max}, t_{гол}$
$l_{к3}$ - мнимый	$l < l_{к1}$	$[\sigma_{tmin}], \gamma_1, t_{min}$
	$l > l_{к1}$	$[\sigma_{tcp}], \gamma_1, t_{cp}$
$l_{к1}$ и $l_{к3}$ - мнимые	-	$[\sigma_{tcp}], \gamma_1, t_{cp}$

Критическая температура

При проектировании воздушных линий электропередачи следует учитывать важное требование: габаритное расстояние от низшей точки провода воздушной линии до земли не должно превышать допустимого значения, рекомендованного. Для соблюдения этого условия определяют режим, в котором стрела провисания провода достигнет максимального значения – габаритные условия.

Очевидно, что при наличии гололеда стрела провисания провода будет больше, чем при той же температуре, но без гололеда. При сбросе гололеда стрела провисания уменьшится, но при увеличении температуры начнет увеличиваться вновь. При определенной температуре стрела провисания провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как и при наличии гололеда. Такая температура называется критической и обозначается Θ_k .

В качестве расчетных принимаются безветровые режимы, так как стрела провисания – это расстояние от точки подвеса до нижней точки кривой провисания по вертикали, а действие ветра только отклоняет провод от вертикального положения.

Для определения критической температуры существует формула, полученная из уравнения состояния провода:

$$\Theta_k = (\Theta_r - 3) + \frac{\sigma_{нб} \gamma_2}{\alpha E \gamma_3}. \quad (24)$$

Отметим, что в формулу (24) не входит значение длины пролёта, следовательно, для рассматриваемого провода с заданными параметрами критическая температура остается постоянной для любого пролёта.

Вывод о том, в каком из режимов стрела провисания провода будет наибольшей, делается на основе сопоставления критической температуры с наивысшей температурой, характерной для региона, где происходит строительство воздушной линии:

1) если наивысшая температура выше критической, то есть $\Theta_+ > \Theta_k$, то наибольшая стрела провисания будет при наивысшей температуре;

2) если наивысшая температура ниже критической $\Theta_+ < \Theta_k$, то наибольшая стрела провисания будет при гололеде.

Тема 8. Расчет грозозащитных тросов

Расчет грозозащитного троса

Расчет грозозащитного троса производится из условия соблюдения расстояний между проводами и тросом в середине пролёта, требуемых по соображениям грозозащиты. Наименьшие расстояния по вертикали между тросом и проводом в середине пролёта при температуре $+15^\circ\text{C}$ и без ветра приведены в справочной литературе.

Согласно схеме расположения троса и провода на опоре, показанной на рис. 16, стрела провисания троса f_T при температуре $+15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра может быть определена по формуле:

$$f_T = f_n + h_T - Z_T, \quad (25)$$

где f_n - стрела провисания провода в середине пролёта, м;

h_T - расстояние по вертикали между тросом и проводом, м;

Z_T - требуемое расстояние между тросом и проводом в середине пролёта,

м.

Если высота точек подвеса провода одинакова, то:

1) для опор анкерного типа расстояние h_T равно разности отметок тросостойки и траверсы, которую можно определить, используя чертеж опоры. Длину гирлянды изоляторов можно не учитывать, так как на анкерных опорах используются натяжные гирлянды;

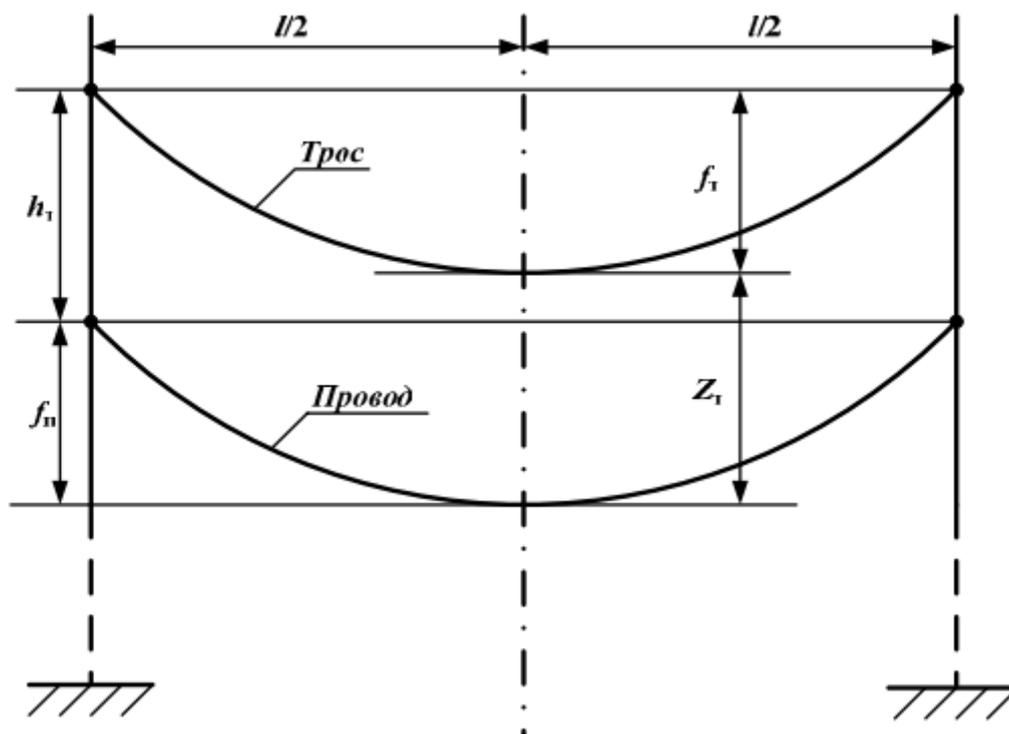


Рисунок 16 – Схема подвеса провода и грозозащитного троса на опоре

2) на опорах промежуточного типа трос и провод подвешены на поддерживающих гирляндах, поэтому для определения расстояния h_T необходимо к разности отметок тросостойки и траверсы добавить длину гирлянды изоляторов провода и вычесть длину гирлянды изоляторов троса.

Если высота точек подвеса провода на двух рассматриваемых опорах различна, то в формулу (25) для нахождения стрелы провисания троса подставляют значение h_T , найденное по формуле:

$$h_T = \frac{h_t^{\cdot} + h_t^{\ddot{}}}{2}, \quad (26)$$

где h_t^{\cdot} и $h_t^{\ddot{}}$ расстояния между отметками подвеса троса и провода на каждой из рассматриваемых опор.

Напряжение в грозозащитном тросе в исходном состоянии определяется по формуле:

$$\sigma_{+15} = \frac{\gamma_{1t} l^2}{8f_t}, \quad (27)$$

Полученное значение подставляют в уравнение состояния провода и определяют напряжения в тросе во всех требуемых режимах.

Как правило, в качестве грозозащитных тросов используют стальные канаты. В условиях наименьшей температуры или наибольшей нагрузки при нормальных линейных пролётах напряжение в тросе не должно превосходить допустимого и равного 60 даН/мм. Если в результате расчета напряжение в тросе в каком-либо режиме превосходит допустимую величину, то следует либо увеличить поперечное сечение троса, либо увеличить высоту тросостойки.

Положение троса на опоре по условиям грозозащиты определяется величиной угла защиты проводов тросом - α . Линии со смешанным способом подвеса проводов защищаются одним тросом, а линии с горизонтальным подвесом проводов - двумя, как показано на рис. 17.

Воздушные линии 220 - 330 кВ со смешанным расположением проводов на опорах высотой 35 - 45 м защищаются двумя тросами на подходах к подстанциям, а в районах с сильной грозовой деятельностью по всей длине линии.

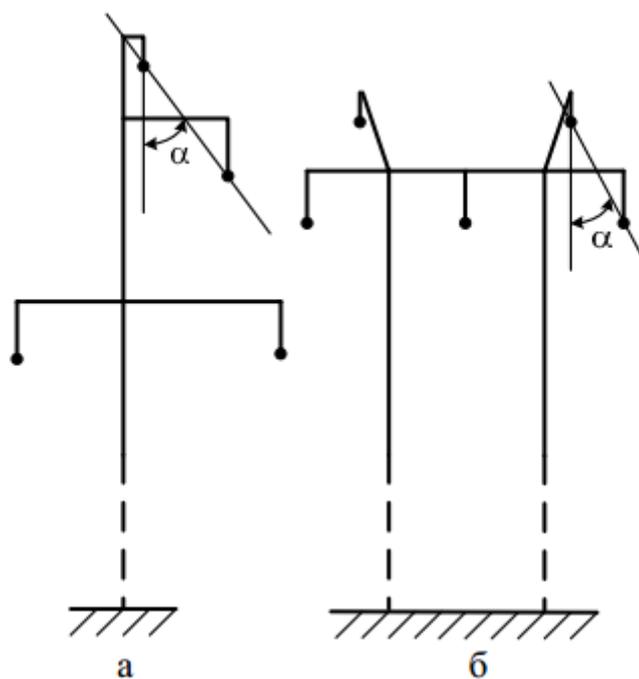


Рисунок 17 – Расположение тросов на опорах

При одном грозозащитном тросе защитный угол проводов α должен быть не более 30° , а при двух тросах - не более 20° .

Тема 9. Особые случаи расчета проводов.

Под аварийным режимом воздушной ЛЭП понимают работу при полностью или частично оборванных проводах и тросах. Обрывы проводов и тросов возможны даже при правильно спроектированной и правильно эксплуатируемой линии. Обрывы могут произойти по следующим причинам:

- 1) воздействие внешних нагрузок, значительно превышающих расчетные;
- 2) повреждения проводов в зажимах при монтаже с последующим воздействием вибраций;
- 3) пережег проводов электрической дугой вследствие короткого замыкания;
- 4) по другим причинам.

Обрыв провода или троса в одном из пролетов анкерного участка резко меняет условия работы проводов и опор. В нормальном режиме на промежуточные опоры действуют вертикальные силы тяжести проводов, тросов, гололеда, гирлянд и поперечная сила от давления ветра. После обрыва провода или троса на опоры дополнительно действует сила, направленная вдоль линии. Под действием этих сил опоры прогибаются, а гирлянды изоляторов отклоняются в сторону уцелевших пролетов. Отклонения гирлянд и опор приводят к ослаблению тяжения и увеличению стрел провеса в уцелевших пролетах анкерного участка.

Изменения тяжения провода в результате смещения его точки подвеса называется редуцией, установившееся новое тяжение – редуцированным, а отношение редуцированного к начальному тяжению – коэффициентом редукации.

Основной задачей расчета аварийного режима воздушной ЛЭП является определение редуцированного тяжения и стрел провеса в пролетах, смежных с аварийным пролетом. При использовании унифицированных опор это тяжение

сравнивают с нормативным, на которое рассчитана унифицированная опора. По редуцированной стреле провеса производят проверку установленных ПУЭ допустимых расстояний от провода до земли или до пересекаемых инженерных сооружений в аварийном режиме работы ВЛ.

Расчетные условия и нормативные тяжения

Промежуточные опоры воздушных линий с поддерживающими гирляндами изоляторов и глухими зажимами рассчитываются на горизонтальные нагрузки в следующих аварийных режимах:

1) оборван провод одной фазы (при любом числе проводов на опоре), тросы не оборваны;

2) оборван один трос, провода не оборваны.

Горизонтальные нагрузки прикладываются в месте крепления того провода или троса, при обрыве которого усилия, воздействующие на опору, получаются наибольшими. *Расчет выполняют* для сочетания климатических условий, соответствующих среднеэксплуатационным, т. е. *для режима среднегодовой температуры при отсутствии ветра и гололеда.*

Редуцированное тяжение провода в пролете, смежном с аварийным, не должно превышать нормативного значения, установленного для каждого типа унифицированных опор:

$$T_{ав} \leq T_{норм}. \quad (28)$$

Нормативное тяжение ($T_{норм}$) устанавливается ПУЭ в долях от максимального тяжения провода (T_{max}). Значение максимального тяжения можно определить следующим образом:

$$T_{max} = [\sigma_{max}] \cdot F_{max}, \quad (29)$$

где F_{max} – наибольшее суммарное сечение провода из всего диапазона сечений, для которого может быть применена данная унифицированная опора;

$[\sigma_{max}]$ - наибольшее допустимое напряжение для данной марки провода.

Значения нормативных тяжений приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Нормативные тяжения

Вид опоры	Сечение провода, мм ²	Нормативное тяжение
Металлические и опоры на оттяжках (негибкие опоры)	не более 185	$0,5 \cdot T_{max}$
	более 185	$0,4 \cdot T_{max}$
Железобетонные свободностоящие опоры	не более 185	$0,3 \cdot T_{max}$
	более 185	$0,25 \cdot T_{max}$
Деревянные свободностоящие опоры	не более 185	$0,25 \cdot T_{max}$
	более 185	$0,2 \cdot T_{max}$

Нормативное тяжение при обрыве троса принимается равным:

$$T_{норм}^m = 0,5 \cdot T_{max}^m = 0,5 \cdot [\sigma_{иср}^m] \cdot F^m, \quad (30)$$

где F^m – площадь поперечного сечения троса;

$[\sigma_{иср}^m]$ – допустимое напряжение троса в режиме среднегодовой

температуры.

Расчет отклонений опор и гирлянд в аварийных режимах воздушных ЛЭП

При обрыве провода или троса происходит отклонение точки подвеса провода в сторону уцелевших пролетов. Отклонение точки подвеса провода (δ) определяется прогибом опоры (δ') и отклонением гирлянды изоляторов (δ'') (рис. 1): $\delta = \delta' + \delta''$.

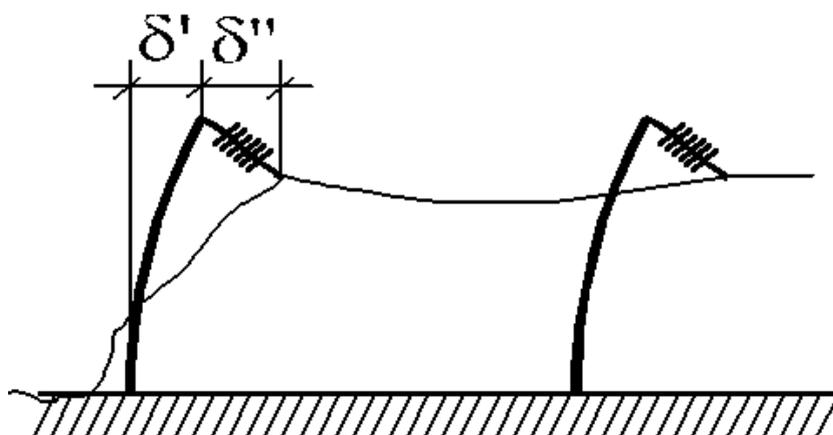


Рисунок 18 – Тяжение в пролете

Прогиб промежуточной опоры, вызываемый разностью тяжений в двух прилегающих к ней пролетах, равен, м:

$$\delta' = k \cdot m \cdot \Delta T, \quad (31)$$

где k - коэффициент гибкости опоры, м/даН;

m – коэффициент распределения усилий между стойками опоры;

ΔT - разность тяжений.

Коэффициент k для железобетонных опор без оттяжек принимается равным 0,001 м/даН; для деревянных опор в зависимости от конструкции – от 0,001 до 0,003 м/даН; для металлических опор, выполненных в виде пространственных конструкций, - принимается равным нулю.

Коэффициент m для П-образных опор принимается равным при обрыве крайнего провода для опор без ветровых связей – 1,0; опор с ветровыми связями – 0,75; при обрыве среднего провода – 0,5; для одностоечных опор – 1,0.

Отклонение гирлянды изоляторов из-за разности тяжений проводов в двух смежных пролетах равно (рис. 19), м:

$$\delta'' = \frac{\lambda \cdot \Delta T}{\sqrt{\left(G_n + \frac{G_u}{2}\right)^2 + (\Delta T)^2}}, \quad (32)$$

где λ - длина гирлянды изоляторов;

G_n – вес проводов двух смежных полупролетов;

G_u – вес гирлянды изоляторов;

$\Delta T = T_2 - T_1$ - разность тяжений проводов в прилегающих пролетах.

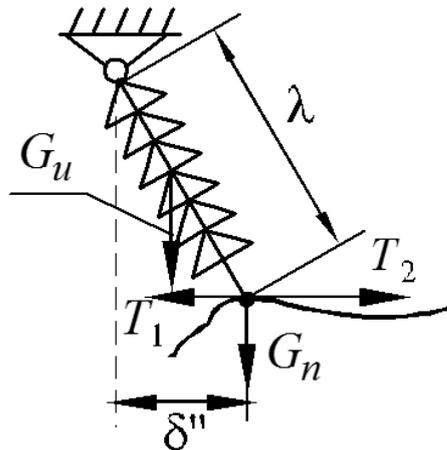


Рисунок 19 – Отклонение гирлянды изоляторов

Упрощенный расчет тяжения проводов и тросов в аварийных режимах

Существуют несколько методов определения тяжения проводов в аварийном режиме. Аналитическое решение этой задачи громоздко и трудоемко. Поэтому практические расчеты выполняют графоаналитическими или упрощенными методами. Графоаналитические методы изложены в специальной литературе. Здесь же, рассмотрим упрощенный расчет, в котором приняты следующие допущения:

1. В результате исследований установлено: если число уцелевших пролетов между анкерными опорами больше пяти, то редуцированное тяжение можно определять, полагая, что между анкерными опорами имеется шесть пролетов. При этом остальные пролеты оказывают незначительное влияние на редуцированное тяжение в пролетах, смежных с аварийным, из-за малого смещения точек подвеса. Поэтому для расчета проводов в аварийном режиме принимают расчетную схему из шести одинаковых пролетов.

2. Длина каждого из шести пролетов принимается равной расчетной длине пролета l_p .

3. Полагают также, что точки подвеса всех проводов расположены на одной высоте.

4. Считают, что коэффициент гибкости опор равен нулю.

Погрешность упрощенного метода расчета не превышает 5 %.

В приближенном методе расчета тяжение провода в пролете, смежном с аварийным пролетом, определяется с помощью коэффициента редукиции:

$$T_{ав1} = k_p \cdot T_{tcp}, \quad (33)$$

где k_p - коэффициент редукиции;

T_{tcp} - тяжение в проводе в режиме среднегодовой температуры.

Коэффициенты редукиции определяются в зависимости от числа пролетов между аварийным пролетом и анкерной опорой. Если между анкерной опорой и аварийным пролетом уцелел всего один пролет, то коэффициент редукиции можно определить по формуле:

$$k_{p1} = 0,01 + \frac{1}{\sqrt{1 + 0,375 \cdot \lambda \cdot \frac{l_p}{f_{tcp}^2}}}, \quad (34)$$

где f_{tcp} - стрела провеса провода (троса) в режиме среднегодовой температуры.

При шести и более уцелевших пролетов коэффициент редукиции определяется так:

$$k_{p6} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\lambda}{f_{tcp}} \sqrt[3]{\frac{l_p}{f_{tcp}}}}} - 0,1. \quad (35)$$

При другом числе уцелевших пролетов используются следующие формулы:

$$k_{p2} = \frac{k_{p1} + k_{p6}}{2}; k_{p3} = \frac{k_{p1} + 3k_{p6}}{4}; k_{p4} = \frac{k_{p1} + 7k_{p6}}{8}; k_{p5} = \frac{k_{p1} + 15k_{p6}}{16}. \quad (36)$$

После определения тяжения определяются напряжение и стрела провеса в аварийном режиме по известным формулам.

Тема 10. Изоляторы и линейная арматура.

Эксплуатационные характеристики изоляторов зависят от аэродинамических свойств изолирующей детали (тарелки). Хорошее обтекание изолятора способствует уменьшению загрязнения, лучше происходит его самоочистка дождем и ветром и, как следствие, уровень изоляции всей гирлянды не снижается значительно. Основными характеристиками изолятора являются:

1) механическая разрушающая сила - наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях, при которой он разрушается, кН;

2) электромеханическая разрушающая сила - наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях и находящемуся под действием электрических потенциалов, при которой он разрушается, кН;

3) длина пути утечки - кратчайшее расстояние или сумма кратчайших расстояний по контуру наружной изоляционной поверхности между частями, находящимися под разными электрическими потенциалами, мм.

При проектировании выбор изоляторов производится на основании требований, определяющих необходимую механическую и электрическую прочность.

Исходными данными для выбора изоляторов при проектировании являются:

1) напряжение воздушной линии;

2) район прохождения трассы линии (особое внимание уделяют высоте над уровнем моря, наличию или отсутствию участков с загрязненной атмосферой);

3) материал и тип опор;

4) нормативные механические нагрузки на изоляторы.

Нормативную механическую нагрузку на изоляторы характеризует коэффициент запаса прочности n , который является отношением разрушающей

нагрузки к нормативной, действующей на изоляторы в соответствующем режиме.

Коэффициенты запаса прочности изоляторов в различных режимах работы воздушной линии приведены в справочной литературе.

Выбор типа изоляторов для гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы линии производят при наибольшей нагрузке:

$$2.7(n_{\phi}\gamma_{нб}F_{пр}l_{вес} + G_{г}) \leq P \quad (37)$$

И при среднеэксплуатационных условиях:

$$5(n_{\phi}\gamma_1F_{пр}l_{вес} + G_{г}) \leq P, \text{ где} \quad (38)$$

где n_{ϕ} - число проводов в расщепленной фазе, шт;

P - электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, Н;

$l_{вес}$ - наибольший весовой пролёт линии. В проектах для типовых опор принимают $l_{вес} = 1,25l_{габ}$, м;

$G_{г}$ - средний вес гирлянды изоляторов, принимаемый в зависимости от номинального напряжения воздушной линии, Н;

$F_{пр}$ - полное поперечное сечение провода, мм.

Натяжные гирлянды изоляторов крепятся на анкерных опорах и воспринимают нагрузку от собственного веса гирлянды и от тяжения провода. Весовые пролёты для стальных анкерных опор в справочных данных обычно не указываются, поэтому необходимо ориентироваться на длину весового пролёта промежуточной опоры.

Выбор изоляторов производится при наибольшей нагрузке:

$$2,7\sqrt{\left(\frac{\gamma_{нб}F_{пр}l_{вес}}{2} + G_{г}\right)^2 + (\sigma_{нб}F_{пр})^2} \leq P \quad (39)$$

И при среднеэксплуатационных условиях:

$$5 \sqrt{\left(\frac{\gamma_1 F_{\text{пр}} l_{\text{вес}}}{2} + G_r\right)^2 + (\sigma_3 F_{\text{пр}})^2} \leq P \quad (40)$$

где $\sigma_{\text{нб}}$ и σ_3 - напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и при среднеэксплуатационных условиях, соответственно, Н/мм².

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах является главным визуальным показателем, по которому можно определить класс напряжения воздушной линии.

После выбора типа изоляторов определяется их количество в гирлянде. Оно должно быть таким, чтобы обеспечить надежную работу ЛЭП в условиях тумана, росы или морозящего дождя в сочетании с загрязнением поверхности изоляторов. При одинаковых загрязнениях значение грязеразрядного напряжения гирлянды пропорционально длине пути утечки изолятора $l_{\text{ум}}$, представляющей собой наименьшее расстояние по поверхности изолирующей части между двумя электродами изолятора.

Поверхности изоляторов загрязняются и увлажняются неравномерно. В результате этого грязеразрядные напряжения оказываются пропорциональными не $l_{\text{ум}}$, а эффективной длине пути утечки:

$$l_{\text{эф}} = \frac{l_{\text{ум}}}{k} \quad (41)$$

где $k \geq 1$ - поправочный коэффициент (коэффициент эффективности изолятора). Значение k для изоляторов тарельчатого типа можно приближенно определить по эмпирической формуле:

$$k = 1 + 0,5 \left(\frac{l_{\text{ум}}}{D} - 1 \right) \quad (42)$$

где D – диаметр тарелки изолятора.

Эффективная длина пути утечки, обеспечивающая надежную эксплуатацию гирлянд изоляторов, зависит от многих факторов, в том числе и от интенсивности загрязнения атмосферы. Для проектирования воздушных ЛЭП установлена классификация местностей по степени загрязнения атмосферы и нормированы минимально допустимые удельные эффективные длины пути утечки $\lambda_{эф}$, представляющие собой отношения эффективной длины пути утечки к наибольшему рабочему напряжению линии $U_{наиб}$:

$$\lambda_{эф} = \frac{l_{эф}}{U_{наиб}} \quad (43)$$

где $U_{наиб} = 1,15 \cdot U_{ном}$ для ВЛ напряжением 35-220 кВ.

К районам с повышенным уровнем загрязнения атмосферы (степень III-VI) относятся районы вблизи промышленных центров, районы с засоленными почвами, прибрежные зоны морей и соленых озер.

Таблица 4 - Нормированные удельные эффективные длины пути утечки

Степень загрязненности атмосферы	$\lambda_{эф}$, см/кВ (не менее)		
	Для ВЛ при номинальном напряжении, кВ		
	35	110-220	330-750
I	1,7	1,3	1,3
II	1,9	1,6	1,5
III	2,25	1,9	1,8
IV	2,6	2,25	2,25
V	3,5	3,0	3,0
VI	4,0	3,5	3,5

Для надежной эксплуатации при рабочем напряжении эффективная длина пути утечки изоляторов должна быть не ниже нормированного значения, т. е. должно выполняться условие:

$$n \cdot l_{эф} \geq \lambda_{эф} \cdot U_{наиб} \quad (44)$$

или количество изоляторов в гирлянде должно составлять:

$$n \geq \frac{\lambda_{эф} \cdot U_{наиб}}{I_{эф}} \quad (45)$$

В связи с возможностью выхода из строя отдельных изоляторов во время эксплуатации и относительно большой трудоемкостью их замены количество изоляторов определенное по формуле (45) увеличивается на один для ЛЭП напряжением 110-220 кВ и на два для ЛЭП напряжением 330 кВ и выше.

На промежуточных опорах ЛЭП напряжением до 110 кВ включительно крепление троса к опоре осуществляется без изолятора. На ЛЭП напряжением 220 кВ и выше трос крепится к опоре через подвесной изолятор, который шунтируется искровым промежутком.

Выбор линейной арматуры

Выбор арматуры производится по минимальной разрушающей нагрузке G_p , приводимой в технических характеристиках арматуры. Выбор арматуры аналогичен выбору изоляторов согласно ПУЭ. Коэффициент запаса прочности, т.е. отношение минимальной разрушающей нагрузки к нормативной нагрузке для условий гололеда должен быть не менее 2,5.

Выбор арматуры для поддерживающих гирлянд осуществляется по выражению:

$$2,5(G_2 + G_u) \leq G_p, \quad (46)$$

а для натяжных гирлянд по выражению:

$$2,5 \sqrt{(\sigma_{\gamma max} \cdot F)^2 + \left(\frac{G_2}{2} + G_u\right)^2} \leq G_p. \quad (47)$$

При выборе арматуры для троса в выражениях (46) и (47) пренебрегают значением G_u .

Для крепления провода к гирлянде применяют, как правило, поддерживающие глухие зажимы типа ПГ и ПГН и ушки типа У1. Для крепления гирлянды к траверсе используются узлы типа КГП и серьги типа СР.

После выбора типа изолятора, количества изоляторов в гирлянде и арматуры определяются фактические вес и длина гирлянды по формулам:

$$\begin{aligned} G_{гир.ф} &= n \cdot G_{из} + G_{арм}, \\ \lambda_{гир.ф} &= n \cdot H_{из} + h_{арм}, \end{aligned} \quad (48)$$

где n – количество изоляторов в гирлянде;

$G_{из}, G_{арм}$ – вес одного изолятора и суммарный вес элементов арматуры;

$H_{из}, H_{арм}$ – высота одного изолятора и суммарная высота элементов арматуры.

Защита проводов и тросов от вибрации

При воздействии ветра в проводах и тросах воздушных ЛЭП могут возникать колебательные процессы – вибрации. Длительное воздействие вибраций на провод или трос может привести к поломке отдельных проволок в местах его крепления к зажиму и, в конечном счете, вызовет его обрыв.

Вибрации могут достигать опасных значений при определенных величинах длины пролета и напряжения в проводе или тросе. Защита от вибраций согласно ПУЭ требуется в случае выполнения всех условий, указанных в табл. 5.

Таблица 5 – Требования к защите от вибраций

Марка провода или троса	Сечение, мм ²	Длина пролета, м	$\sigma_{тср}$, даН/мм ²
Сталеалюминиевые провода АС, АСО, АСУ	менее 95	больше 80	больше 4,0
	120-240	больше 100	больше 4,0
	более 300	больше 100	больше 4,0
Грозозащитный трос всех типов	все сечения	больше 120	больше 18,0

Защита от вибраций осуществляется с помощью гасителей вибрации, представляющих собой два груза, укрепленных на стальном тросике.

Виброгаситель крепится к проводу с помощью болтового плашечного зажима. При возникновении вибраций грузы колеблются в противофазе с колебаниями провода, что приводит к поглощению энергии колебаний. Выбор гасителя вибраций осуществляется по сечению провода или троса. На промежуточных опорах виброгасители устанавливаются по обе стороны от поддерживающей гирлянды изоляторов. Расстояние от места крепления провода (троса) до места крепления виброгасителя определяется по выражению:

$$l = 1,3 \cdot d \cdot \sqrt{\sigma_{тср} \cdot \frac{F}{G_n}}, \quad (49)$$

где d – диаметр провода (троса), мм;

F – фактическое сечение провода (троса), мм²;

G_n – вес одного метра провода (троса), даН.

Тема 11. Расстановка опор по профилю трассы ВЛ

Продольный профиль трассы

Продольный профиль трассы представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы воздушной линии. Обычно рельеф трассы не бывает ровным, и профиль изображается ломаной линией. Основное назначение профиля трассы - проверка вертикальных расстояний воздушных линий над землей.

Чертеж профиля трассы выполняется в разных масштабах по вертикали и горизонтали. Как правило, принимают масштаб по горизонтали - 1:5000, а вертикальный - 1:500, так как такой масштаб удовлетворяет требованию точности по определению точек установки опор и высоты провода над землей. На продольном профиле обозначают пересекаемые инженерные сооружения - железные и шоссейные дороги, линии электропередачи и связи, причем указывают отметки полотна дорог, а для линий - число проводов и их отметки.

На чертеж профиля наносят геологический разрез, на котором указывают глубину залегания грунтов и их вид.

Под горизонтальной линией, ограничивающей чертеж профиля, наносят следующие данные:

1) отметки профиля;

2) горизонтальные расстояния между точками, отметки которых были измерены;

3) пикетаж - длина трассы в сотнях метров. Положение отдельных опор условно записывают в виде $369 + 55$, что обозначает расстояние 55 м от пикета 369 или расстояние $36900 + 55 = 36955$ м от начала трассы;

4) абрис (ситуация) - узкая полоса плана линии, где указываются границы пересекаемых трассой полей, лугов, болот, лесов, рек и инженерных сооружений;

5) углы поворота - условные обозначения углов поворота линии с указанием их точных значений. Углы поворота влево обозначают зигзагообразной линией вниз от горизонтальной, углы поворота вправо - вверх от горизонтальной линии;

6) допускаемое давление опоры на грунт;

7) графы, относящиеся к длине анкерowanych участков, приведенному пролёту и тяжению провода заполняют после расстановки опор по профилю трассы.

γ - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода, даН/м·мм;

σ - напряжение, соответствующее габаритному пролёту, даН/мм;

x - значение длины габаритного пролёта (0 - 0,75) $l_{\text{габ}}$, м.

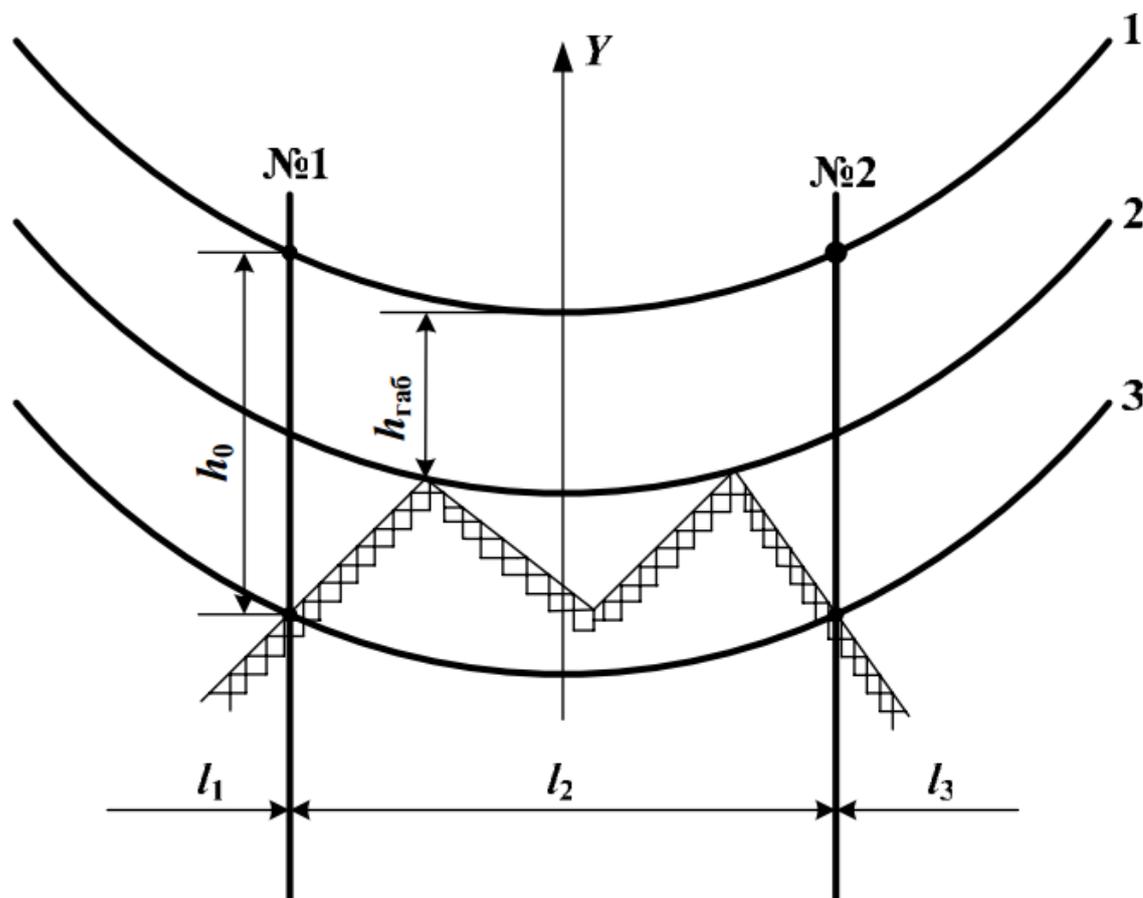


Рисунок 21 – Наложение шаблона на профиль трассы

Кривая 2 - габаритная кривая. Габаритная кривая служит для проверки габарита от проводов до земли и пересекаемых инженерных сооружений. При построении сдвигается вниз по вертикали от кривой 1 на расстояние, равное требуемому габариту:

$$h_{\text{габ}} = \Gamma + (0,3 \div 0,5), \quad (51)$$

где Γ - требуемый габарит (наименьшее расстояние от проводов до поверхности земли, или инженерных сооружений), м

0,3 + 0,5 - запас габарита для учета неровностей профиля, м.

Важным условием является то, что кривая 2 должна только касаться линии профиля, как показано на рис. 21, а не пересекать ее. Только в этом случае можно говорить о том, что требуемый габарит выдержан.

Кривая 3 - земляная кривая. Земляная кривая служит для правильного наложения шаблона без измерения и обозначения высоты подвеса провода на опорах. Ее сдвигают вниз от кривой 1 на расстояние, равное высоте подвеса провода h_0 на опорах:

$$h_0 = H_{\text{тр}}^{\text{нж}} - \lambda, \quad (52)$$

где $H_{\text{тр}}^{\text{нж}}$ - высота от земли до нижней траверсы опоры, м;

λ - длина гирлянды изоляторов, м.

Пример расстановки опор по профилю показан на рис. 22.

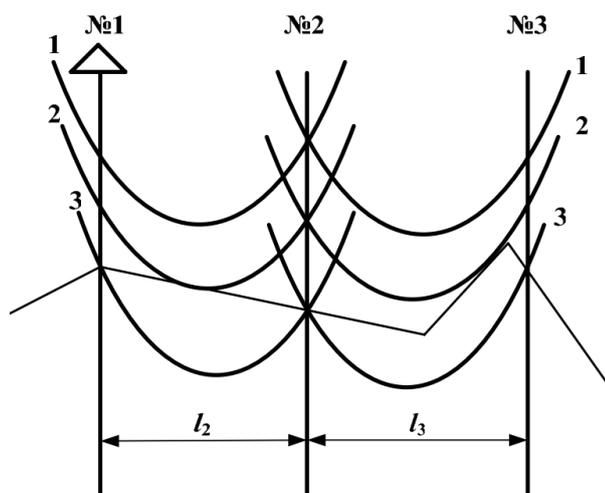


Рисунок 22 – Расстановка опор при помощи шаблона

Расстановку опор начинают с концевой или с угловой опоры и продолжают в пределах участка до следующего угла или до анкерной опоры, положение которой может быть установлено заранее, например, до анкерной опоры перехода через инженерное сооружение или водную преграду. Положение концевой опоры зависит от выбранного положения подстанции, а положение угловой опоры должно совпадать с углами поворота линии, определенными соответствующими точками на профиле.

Предположим, что опора № 1 на рис. 22 является концевой или угловой. Шаблон накладывается на профиль так, чтобы кривая 3 пересекла профиль в точке установки опоры № 1, ось шаблона была вертикальной, а кривая 2 только касалась профиля, тогда вторая точка пересечения кривой 3 с профилем определит местоположение опоры №2. Место установки опоры № 2 отмечают на шаблоне и, повторяя операцию наложения шаблона, находят место установки всех последующих опор. Если последний пролёт окажется малым, то его следует увеличить за счет некоторого сокращения предыдущих, соблюдая условие, что смежные пролёты промежуточных опор не должны отличаться по длине друг от друга более чем в два раза.

Проверка опор на вырывание

При расстановке опор необходимо следить за тем, чтобы точки установки опор не попали на неудобные места – болота, поймы, грунтовые дороги, крутые склоны и т.д. При расстановке опор на пересеченной местности может оказаться так, что отметка расположения какой-либо опоры будет значительно ниже отметок двух соседних опор (рис. 23), что при определенных условиях может привести к “вырыванию” опоры из грунта.

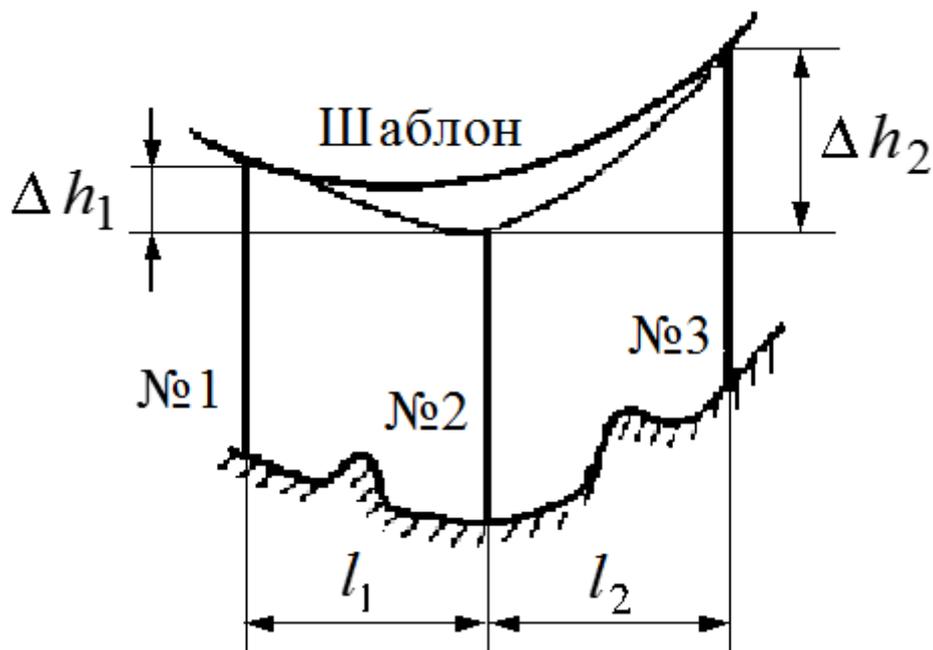


Рисунок 23 – Шаблон при проверке опор на вырывание

Проверка на вырывание производится с помощью шаблона, представляющего кривую провисания провода при минимальной стреле провеса. Шаблон рассчитывается по формуле (6.2), в которую подставляется нагрузка γ_1 от собственного веса провода и $\sigma_{t_{min}}$.

$$y = a \cdot x^2, \quad (53)$$

где $y = f_{max}$; $x = \frac{l}{2}$, тогда $a = \frac{\gamma f_{max}}{2 \cdot \sigma_{f_{max}}}$.

Построенный таким образом шаблон накладывают на профиль так, чтобы кривая проходила через точки подвеса провода двух смежных опор, например, для опор №1 и №3 (рис. 23). Если при этом кривая шаблона окажется выше точки крепления провода нижестоящей опоры №2, то делается вывод о том, что опора №2 будет испытывать силу, действующую вертикально вверх. Эта сила будет поднимать, «поддергивать» поддерживающую гирлянду изоляторов вверх, что может вызвать замыкание провода на землю через траверсу опоры. Для предотвращения этого проводятся следующие мероприятия: перестановка опоры №2 на более высокую отметку; ликвидация опоры №2; установка повышенной опоры №2; установка анкерной опоры вместо промежуточной №2; ослабление тяжения провода; подвеска компенсирующих грузов. Осуществление того или иного мероприятия должно быть как технически, так и экономически обосновано. Однако на практике чаще применяют последнее.

Вырывающая сила V определяется по формуле:

$$V = T \cdot (\operatorname{tg}\theta_1 + \operatorname{tg}\theta_2), \quad (54)$$

где θ_1 и θ_2 - углы наклона к горизонтали прямых, соединяющих точки подвеса провода на опорах.

Вес компенсирующего груза рекомендуется применять равным:

$$G \geq V + (0,3 \div 0,5) \cdot G_{0n} \cdot l_{габ}, \quad (55)$$

где G_{0n} - вес одного метра провода без гололеда.

При большой разнице отметок вес груза получается очень большим и рекомендуется установка вместо низко расположенной промежуточной опоры №2 опоры анкерного типа.

Применение повышенных и пониженных опор возможно при наличии соответствующих конструкций опор используемого типа.

Ослабление тяжения может быть рекомендовано только в исключительных случаях, так как при этом увеличиваются стрелы провеса, а, следовательно, и число опор в анкерном участке.

Расчет габарита провода над пересечением

Под переходами через инженерные сооружения понимают пересечения проектируемой ВЛ с железными и шоссейными дорогами, другими линиями электропередачи, линиями связи, радиолиниями, трубопроводами. При этом должно обеспечиваться выполнение следующих нормативных показателей:

1) допустимых расстояний (габаритов) от проводов пересекающей воздушной линии до пересекаемого объекта;

2) допустимых расстояний от опор пересекающей воздушной линии до пересекаемого объекта;

3) допустимых углов пересечения воздушной линии с трассой пересекаемого объекта;

4) в пролете пересечения должны быть выбраны соответствующие типы опор, изоляторов и зажимов.

Конкретные значения нормативных показателей для указанных выше случаев пересечений приведены в ПУЭ. Расчет переходов заключается в определении расстояний от проводов проектируемой ВЛ до пересекаемого инженерного сооружения и сравнении их с допустимыми, а также в расстановке опор в пролете пересечения.

Определение расстояний от проводов ВЛ до пересекаемого объекта

В первом приближении расстояние от проводов до пересекаемого инженерного сооружения можно оценить после расстановки опор по профилю трассы с помощью шаблона. Для этого нужно измерить расстояние от кривой 1 шаблона до пересекаемого сооружения и пересчитать его с учетом соответствующего масштаба. Но такая оценка будет весьма приблизительной. Более точный результат дает расчет.

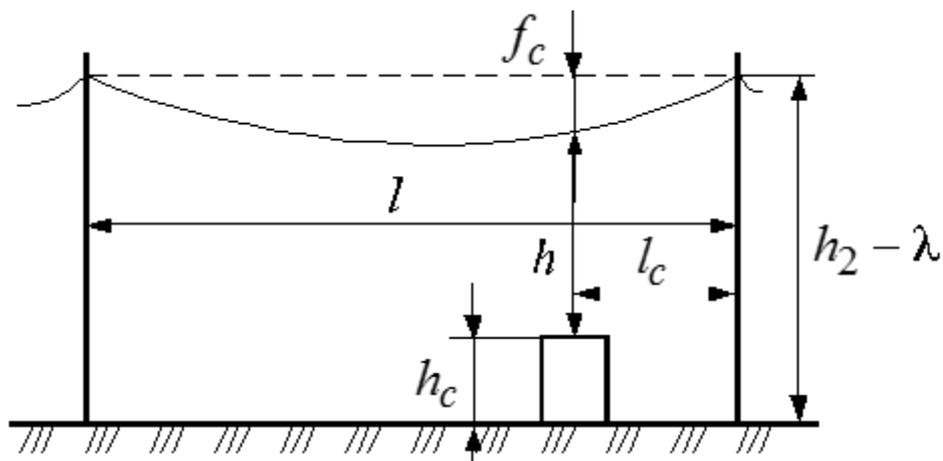


Рисунок 24 – определение стрелы провеса от проводов ВЛ до пересекаемого объекта

Действительное расстояние от низшего провода до инженерного сооружения определяется следующим выражением (рис. 24):

$$h = h_2 - \lambda_{\text{зир.ф.}} - h_c - f_c \quad (56)$$

где h_2 – высота расположения нижней траверсы, м;

h_c – высота пересекаемого сооружения, м;

f_c – стрела провеса провода в месте пересечения, м.

Стрела провеса провода в точке, под которой находится пересекаемый объект, может быть определена по следующей формуле:

$$f_c = \frac{\gamma f_{\text{max}} \cdot l_c}{2 \cdot \sigma_{f_{\text{max}}}} \cdot (l - l_c), \quad (57)$$

где l_c – расстояние от опоры до пересекаемого объекта, м;

l - длина пролета пересечения, м;

γ_{fmax} - удельная нагрузка провода, соответствующая режиму наибольшей стрелы провеса (режимы максимальной температуры или гололеда при отсутствии ветра);

σ_{fmax} - напряжение провода в режиме наибольшей стрелы провеса участка.

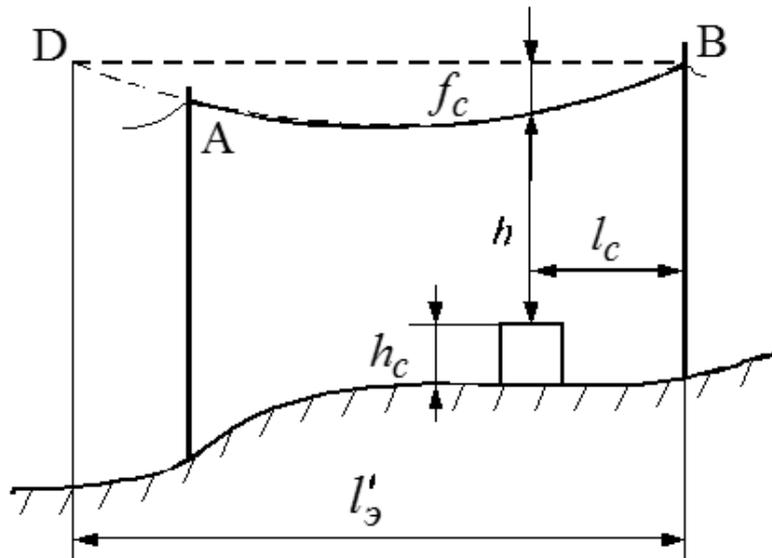


Рисунок 25 - определение стрелы провеса проводов при разной высоте точек подвеса проводов

При разной высоте точек подвеса проводов (рис. 25) значение стрелы провеса f_c можно определить по той же формуле, но вместо пролета l следует подставить длину большого эквивалентного пролета l'_3 :

$$f_c = \frac{\gamma_{fmax} \cdot l_c}{2 \cdot \sigma_{fmax}} \cdot (l'_3 - l_c) \quad (58)$$

Этот пролет получается продолжением кривой провисания провода до точки D, находящейся на одном уровне с точкой B.

Расчеты стрелы провеса f_c и расстояния h выполняются для нормального и аварийного режимов. Затем производится сравнение расстояния h с

габаритными расстояниями по ПУЭ. При этом должны выполняться следующие условия:

$$\begin{aligned} h_{норм} &\leq \Gamma; \\ h_{ав} &\leq \Gamma_{ав}. \end{aligned} \tag{59}$$

Если один пролет пересекается с несколькими инженерными сооружениями, то проверка габаритов должна производиться для каждого из них.

Если расстояния до пересекаемых сооружений окажутся меньше допустимых, то должны быть разработаны соответствующие мероприятия. Прежде всего следует попытаться увеличить габариты путем перемещения опоры проектируемой ВЛ ближе к месту пересечения и за счет этого уменьшить стрелу провеса над инженерным сооружением. В ряде случаев допускается переустройство пересекаемой ВЛ и линии связи путем перекладки в подземные кабели. Может оказаться целесообразным применение повышенных опор на проектируемой линии в месте пересечения.

Тема 12. Монтажные стрелы провеса.

Порядок расчета монтажных стрел провеса проводов

Правильное определение величин стрел провеса провода для условий монтажа является важной задачей, т.к. если при этом стрела провеса будет занижена, то напряжение в ряде режимов может превысить допустимое. Завышение стрелы провеса вызовет нарушение габарита.

Результатами монтажных расчетов являются зависимости напряжения, тяжения и стрелы провеса в пролете известной длины от температуры окружающей среды в диапазоне от t_{min} до t_{max} . Они могут быть представлены как в виде таблиц, так и в виде графиков, приведенных на рис. 26.

Несмотря на то, что расчет монтажных стрел провеса провода должен выполняться для всех пролетов анкерного участка, в действительности

достаточно получить указанные зависимости для пролетов наименьшей l_{min} и наибольшей l_{max} длины. Имея такие зависимости можно получить интересное значение стрелы провеса для любого пролета анкерного участка.

Учитывая то, что монтаж проводов проводится в отсутствие ветра и гололеда, но при любой температуре воздуха, монтажный расчет, в отличие от механического расчета провода, проводится для режимов, которые характеризуются удельной нагрузкой γ_1 и температурой монтажа t_m . Другое отличие состоит в том, что в качестве длины пролета должна быть принята величина приведенного пролета l_{np} .

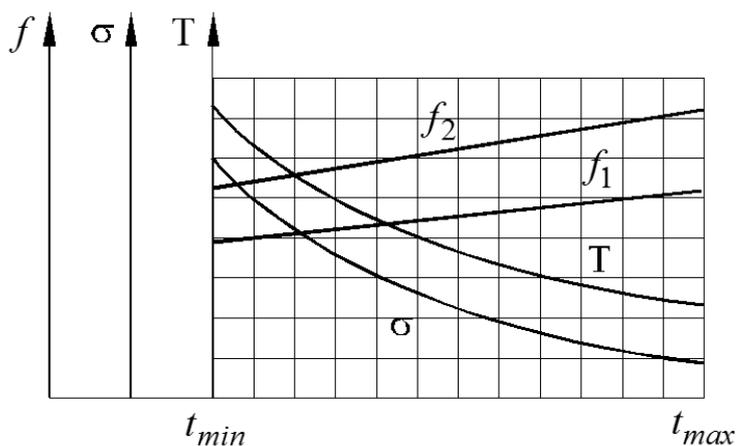


Рисунок 26 – Монтажный график провода

Перед выполнением монтажного расчета необходимо определить исходный режим из соотношений величин трех критических пролетов $l_{к1}, l_{к2}, l_{к3}$ и приведенного пролета l_{np} . Однако, если величина l_{np} отличается от величины l_p менее чем на 5 %, то в качестве исходного может быть принят режим, определенный ранее для механического расчета провода.

Расчет напряжения при монтаже осуществляется с помощью уравнения:

$$\sigma_m - \frac{\gamma_1^2 \cdot l_{np}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_m^2} = [\sigma_u] - \frac{\gamma_u^2 \cdot l_{np}^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma_u]^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_m - t_u). \quad (60)$$

Стрела провеса провода в интересующем пролете l_ϕ определяется из выражения:

$$f = \frac{\gamma_1 \cdot l_{\phi}^2}{8 \cdot \sigma_M}, \quad (61).$$

где l_{ϕ} - длина фактического пролета, полученного в результате расстановки опор по трассе, м.

Тяжение в проводе рассчитывается по формуле:

$$T_M = \sigma_M \cdot F. \quad (62)$$

Расчет монтажных стрел провеса выполняется в следующей последовательности:

1) С помощью уравнения (60) определяют значение напряжения, возникающего в проводе при монтаже в диапазоне температур от t_{min} до t_{max}

2) Для найденных значений $\sigma_M^{t_{max}}$ и $\sigma_M^{t_{min}}$ определяют величины стрел провеса провода в пролете наименьшей длины l_{min} , полученном в результате расстановки опор по трассе, согласно выражению (63):

$$f_{t_{max}}^{l_{min}} = \frac{\gamma_1 \cdot l_{min}^2}{8 \cdot \sigma_M^{t_{max}}}, \quad f_{t_{min}}^{l_{min}} = \frac{\gamma_1 \cdot l_{min}^2}{8 \cdot \sigma_M^{t_{min}}}. \quad (63)$$

3) Аналогично определяются монтажные стрелы провеса для пролета наибольшей длины l_{max} :

$$f_{t_{max}}^{l_{max}} = \frac{\gamma_1 \cdot l_{max}^2}{8 \cdot \sigma_M^{t_{max}}}, \quad f_{t_{min}}^{l_{max}} = \frac{\gamma_1 \cdot l_{max}^2}{8 \cdot \sigma_M^{t_{min}}}. \quad (64)$$

4) Определяют величины тяжения для различных температур.

5) Результаты расчетов представляют в табличной форме и в виде зависимостей $\sigma_M = \varphi_1(t_M)$, $T_M = \varphi_2(t_M)$, $f^{l_{max}} = \psi_1(t_M)$, $f^{l_{min}} = \psi_2(t_M)$. Эти зависимости допускается приводить на одной координатной плоскости.

Шаг изменения температур рекомендуется принимать равным 5⁰С.

Модуль 3 «Расчет кабельных линий по условиям работы»

Тема 13. Основы проектирования и сооружения кабельных линий

Прокладка кабельных линий

Способы прокладки кабелей:

1. В траншеях. Прокладываются кабели до 220 кВ в алюминиевой оболочке или с броней из стальных лент и джутовым покровом. Защитный слой из кирпичных или бетонных плит.

Достоинства: простота, хорошие условия охлаждения.

Недостатки: неэкономичность, невозможность прокладки более 5-6 кабелей в одной траншее, значительная механическая повреждаемость.

В одной траншее с силовыми допускается прокладка 3-4 контрольных кабелей. Глубина заложения должна быть не менее: для КЛ до 20 кВ – 0,7 м; 35 кВ – 1 м, 110-220 кВ – 1,5 м. Прокладка применяется на электростанциях с полной мощности < 20 МВт.



Рисунок 27 – Прокладка кабелей в траншее

2. В каналах. Кабельным каналом называется закрытое непроходное сооружение, предназначенное для прокладки кабелей, ремонт и осмотр которых возможно производить лишь при снятии перекрытий. В траншее укладывается несколько труб (каналов), через 25-75 м сооружаются кабельные колодцы. Каналы изготавливают из сборных железобетонных элементов. В каналах максимальных размеров можно проложить до 50-60 СК.

Достоинства: защита кабелей от механических повреждений.

Недостаток: дороговизна.



Рисунок 28 – Прокладка кабелей в каналах

3. В туннелях. Туннель – закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт со свободным проходом по всей длине. Применяется на территориях, насыщенных подземными коммуникациями (кол-во не более 20 кабелей).

Для прокладки большого количества кабелей, идущих в одном направлении, в городах сооружаются подземные железобетонные туннели.

Размеры кабельных туннелей: высота— 1,8—2,1 м; ширина — 1,5—1,9 м; расстояние между двумя выходами туннеля— около 200 м.

Кабели укладывают на металлических опорных конструкциях, укрепленных на стенках туннеля. Ширина прохода в туннеле: при одностороннем расположении конструкций — 0,9 м, при двухстороннем — 1 м. Внутри туннеля устанавливаются несгораемые разделительные перегородки.



Рисунок 29 – Прокладка кабелей в туннеле

4. В блоках. Блок – кабельное сооружение с трубами для прокладки в них кабелей. прокладываются кабели до 35 кВ в усиленной свинцовой оболочке при пересечении с проезжей частью улиц, в местах пересечений с ж/д путями и проездами.

Кабельные блоки представляют собой подземные сооружения, собранные из асбоцементных, бетонных или керамических труб, а также из сборных бетонных блоков. В каналах блоков прокладывают кабели, а в колодцах блоков выполняют протяжку кабелей и установку соединительных муфт.

Достоинством прокладки кабелей в блоках является высокая надежность, а недостатком — значительный расход цветного металла. Однако для подземного хозяйства города с его огромной разветвленной и различной сетью трубопроводов и кабелей такая система прокладки является наиболее рациональной.

В блоках прокладывают кабели с оголенной усиленной свинцовой оболочкой (марки СГТ, КСГТ). Блоки закладывают в грунт на такую глубину, чтобы расстояние от спланированной поверхности земли до верхней грани блока было не менее 0,7 м. Кабельные колодцы сооружают в местах перехода кабелей из блоков в землю. На прямых участках расстояние между ближайшими колодцами около 200 м.

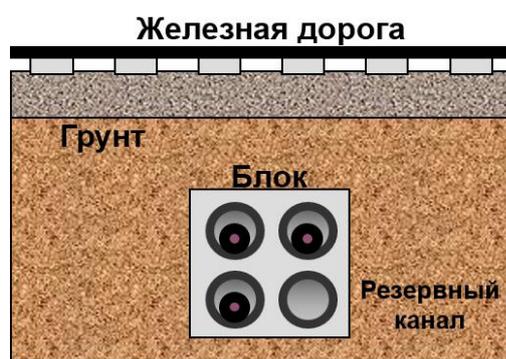


Рисунок 30 – Прокладка кабелей в блоках

5. На эстакадах и галереях. Кабельная эстакада – это подземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение. Кабельная галерея – закрытое полностью или частично (например, без боковых стен) кабельное сооружение. Галереи и эстакады являются

альтернативой туннелям и блокам на химических и нефтехимических предприятиях. Прокладка кабелей не более 20.

Кабели прокладывают в цепях производственных предприятий, по стенам зданий, в туннелях, на кабельных опорах и на специальных перфорированных и сварных лотках.

Опорные кабельные конструкции изготавливают из листовой стали толщиной 2,5 мм в виде стоек с полками, стоек со скобой, настенных полок и т.д.

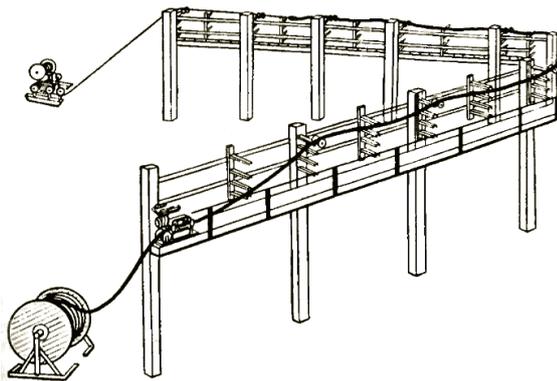


Рисунок 31 – Прокладка кабелей в кабельных эстакадах

Выбор кабелей

Выбор кабелей следует проводить по участку с наиболее тяжелыми условиями с максимальной нагрузкой. Критериями выбора являются: ток термической стойкости кабеля и потери напряжения по длине КЛ.

Для КЛ, прокладываемых в земле или воде, должны применяться бронированные кабели. Для открытой прокладки не допускается применять силовые КЛ с горючей ПЭ изоляцией. В трубах допускается применение кабелей в пластмассовой и резиновой оболочке. В 4-проводных сетях прокладка нулевых жил отдельно от фазных не допускается. Допускается применение трехпроводных КЛ напряжением ниже 1 кВ в алюминиевой оболочке с использованием в качестве нулевого провода в сетях переменного тока (освет., силовых, смешанных) с глухозаземленной нейтралью.

Кабели с алюминиевой оболочкой нуждаются в особо надежной защите от почвенной коррозии, поэтому применяется сплошной защитный покров из

поливинилхлоридного пластика; это создает возможность прокладки кабеля без брони в земле и в помещениях, где требуются негорючесть и химическая стойкость к различным химическим агентам.

Кабельная арматура

Кабельная муфта – это устройство, предназначенное для механического и электрического соединения кабелей в КЛ и для их подвода к электроустановкам и воздушным линиям электропередач (рис.32). Муфты представляют собой комплект деталей и материалов, обеспечивающий восстановление электрической, конструктивной и механической целостности кабеля. Качество восстановления целостности кабеля во многом зависит от квалификации ремонтного персонала, современных технических достижений и решений в области монтажа и ремонта КЛ, а также полнотой их использования монтажными и ремонтными организациями.

Муфты могут быть как соединительными, так и концевыми (мачтовые в том числе) и представляют собой модернизированный аналог тех же наконечников кабельных (концевых муфт) и кабельных гильз (соединительные муфты). Наконечники и гильзы становятся базовыми конструктивными частями в кабельных муфтах. Другие элементы, которые выполняют функции токовой изоляции, влагогерметизации, защиты от механических повреждений, заземления и т.д., становятся необходимой "оправой" при размещении кабеля.

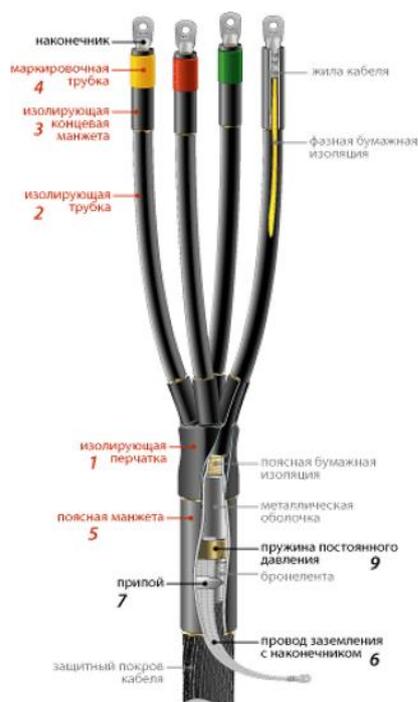


Рисунок 32 - Кабельная муфта с концевой разделкой

По принципу формирования и восстановления изоляционного слоя кабеля:

а) Термоусаживаемые кабельные муфты (рис. 33). Тип КВНТп, СТп, ПСТ

Сегодня в подавляющем большинстве в России применяются либо совершенно устаревшие свинцовые муфты для бронированного кабеля, либо уже традиционно применяемые многими потребителями в последние годы термоусаживаемые муфты, которые можно использовать для обоих видов кабеля.

На сегодняшний день в условиях рыночной экономики весьма актуальны проблемы надежности кабельных линий напряжением 1 - 10 кВ. Это обусловлено возросшей в десятки раз стоимостью восстановительных работ из-за значительного увеличения цен на кабели, кабельную арматуру и другие расходные материалы, а также на выполнение ремонтных электромонтажных работ, связанных с поиском места повреждения кабеля, землеройными работами, монтажом муфт. Значительных материальных и временных затрат требуют также испытания и сдаточные мероприятия после ремонта кабельных линий.



Рисунок 33 - Термоусаживаемая кабельная муфта

Поэтому кабельные линии должны обладать такими электрическими и механическими свойствами, которые обеспечивают срок их службы на протяжении 30 лет. Таким же требованиям должна отвечать и кабельная арматура. Это вызвало необходимость в поиске новых технологий изготовления и монтажа кабельных муфт.

Наибольшее распространение за рубежом и в России получили новые технологии изготовления кабельной арматуры на основе термоусаживаемых сшитых полимеров (полиэтилена, поливинилхлорида), направленные на повышение надежности и экономичности кабельных электрических сетей на напряжение 1 - 10 кВ. Такая арматура имеет существенные преимущества перед кабельной арматурой на основе заливочных компаундов и изоляционных обмоточных материалов и обеспечивает:

- полную герметизацию кабелей и отличные изоляционные свойства;
- высокую стойкость к воздействию окружающей среды;
- повышенную механическую прочность;
- возможность применения современной технологии монтажа, позволяющей немедленно ввести муфту в эксплуатацию;
- широкий диапазон объемного изменения размеров конструктивных деталей и элементов муфт вследствие свойства термоусаживаемости, что

позволяет использовать один макроразмер муфты для нескольких типов и сечений жил кабелей и значительно сократить складской резерв муфт;

- длительное хранение комплектов деталей и материалов для монтажа муфт, которые практически не подвергаются старению;

- экологическую безопасность для монтажников и эксплуатационников, а также для окружающей среды.

Однако при монтаже термоусаживаемых муфт существуют некоторые сложности. Одна из самых главных проблем – это неравномерное термическое воздействие на изоляционные трубки. Особенно часто это происходит при отрицательных температурах окружающей среды. Другая проблема заключается в том, что монтаж термоусаживаемых муфт требует значительных временных затрат из-за их особенностей. На качество монтажа и, как следствие, на надежность уже смонтированной на кабеле муфты, в большой степени влияет и профессионализм монтажника.

В основе материала-восстановителя электромеханических свойств кабеля лежат термоусаживаемые материалы, гермитизирующим элементом является термопластичный клей, который наносится на внутреннюю поверхность трубок и перчаток входящих в комплект термоусаживаемой кабельной муфты.

б) Эпоксидные кабельные муфты. Тип КНЭ, СЭФ

Обычно это пластмассовая оболочка внутри которой, с помощью специальных приспособлений, формируется пространственная структура из жил кабеля. Затем все это заливается эпоксидной смолой.

На отечественном рынке наблюдается устойчивая тенденция снижения спроса и производства такого типа кабельных муфт. Из недостатков можно отметить низкое качество упаковки смол и отвердителя (обычно отвердитель вытекает, а смола загустевает), сложность проведения кабельных работ при низких температурах и большое время до окончательной готовности кабельной муфты к работе (вплоть до суток).

в) Свинцовые кабельные муфты (рис. 34). Тип СС. Представляют собой свинцовую трубу, внутри которой находятся залитые битумом или маслоканифольным составом соединения кабельных проводов.

Долговечны и надежны, но морально устарели и не подходят для большинства современных кабелей.

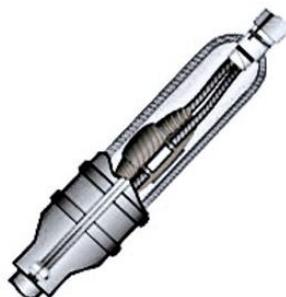


Рисунок 34 - Свинцовая кабельная муфта

г) Муфты холодной усадки

Хорошие результаты дает использование беспламенных технологий, к которым относится технология холодной усадки. При производстве муфт холодной усадки применяются изолирующие трубки, которые предварительно растягиваются и помещаются на спиралевидный корд. То есть трубка находится в растянутом состоянии с момента ее изготовления вплоть до окончания процесса монтажа, что значительно его облегчает.

Однако, во-первых, срок хранения изолирующей эластичной трубки от производства до монтажа ограничен. Во-вторых, такие муфты очень чувствительны к температуре окружающей среды на монтажной площадке. Но эти проблемы уже решены производителями.

д) Натяжные муфты (рис. 35).

В рамках развития беспламенной технологии были предложены так называемые натяжные муфты. Технология их монтажа требует применения целого комплекса материалов. Это сами изоляционные трубки, специальные мастики и аппликатор «Ромашка», которые позволяют легко натягивать трубку на поверхность разделанного конца кабеля. При монтаже муфт по такой

технологии температура окружающей среды не оказывает влияния на результат.



Рисунок 35 – Натяжные муфты

В конструкцию натяжной муфты, помимо изоляционной оболочки с уже сформированным оребрением, входит заранее установленный внутри этой оболочки элемент, равномерно распределяющий напряженность электрического поля вдоль муфты.

В процессе монтажа разделка кабеля практически ничем не отличается от разделки кабеля для других типов муфт. То же самое можно сказать и о времени, отведенном на разделку кабеля, установку заземления и монтаж кабельного наконечника. Разве что несколько изменился порядок монтажа .

Концевые кабельные муфты, показанные на рис. 36 - 38, предназначены для концевой разделки одно- либо 3-х жильных силовых кабелей с бумажной маслопропитанной или полиэтиленовой изоляцией, с броней или без брони, с общей алюминиевой или свинцовой оболочкой на напряжение 6 – 10 кВ, а также 35 кВ. Муфты могут быть внутренней и наружной установки. Для кабельных муфт наружной установки предусмотрены специальные изоляторы и антитрекинговые трубки.

Состав комплекта 10КНТпОН:

1 - наконечник болтовой;

2 - манжета концевая;

3 - шланг;

4 - изолятор;

5 - трубка – регулятор;

6 - внутренняя трубка;

7 - детали заземления (пружина, тёрка, провод с наконечником);

8 - поясная манжета

Для выравнивания напряжённости электрического поля у среза оболочки используется специальная трубка-регулятор, выкрашенная в чёрный цвет, со специально заданными электрическими показателями.



Рисунок 36 - Концевые кабельные муфты внутренней и наружной установки для одножильного кабеля с бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ

Состав комплекта 10ПКНТпОН:

1 - наконечник болтовой;

2 - манжета концевая;

3 - шланг;

4 - изолятор;

5 - трубка – регулятор;

6 - лента-герметик.

Герметизация корешка разделки осуществляется с помощью подмотки ленты-герметика и клеем – расплавом, который наносится на поверхность шланга изнутри.

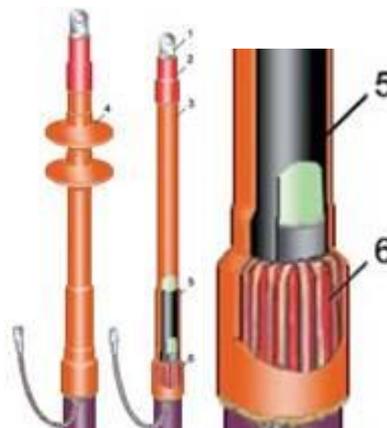


Рисунок 37 - Концевые кабельные муфты внутренней и наружной установки для одножильного кабеля с пластмассовой изоляцией на напряжение до 10 кВ

Состав комплекта 10КНТпН

- 1- болтовой наконечник;
- 2 - концевая манжета;
- 3 - трубка жильная;
- 4 - изолятор;
- 5 - пальцевая манжета;
- 6 - высоковольтная перчатка;
- 7 - лента-регулятор;
- 8 - детали заземления (пружина, тёрка, провод с наконечником);
- 9 - поясная манжета

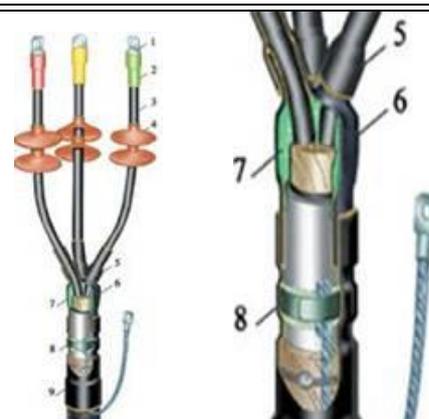


Рисунок 38 - Концевые кабельные муфты 10КНТпН для многожильного кабеля с бумажной изоляцией на напряжение до 10кВ

Отличительные особенности и преимущества концевых термоусаживаемых кабельных муфт:

- наличие триады «трубки ТВНЭП – полупроводящая перчатка – желтый маслостойкий герметик», обеспечивающей эффективное инженерное решение проблемы надежного функционирования высоковольтных кабельных муфт – равномерного распределения электрического поля в области среза металлического экрана;

- наличие антитрекинговых трубок внешней изоляции и концевых манжет;

- наличие специальных маслостойких трубок и маслостойкого герметика, устойчивых к длительному агрессивному воздействию кабельного масла;

- тройной контур жильной изоляции: фазная маслопитанная бумажная изоляция; внутренняя изоляция маслостойкими трубками; внешняя антитрекинговая погодостойкая изоляция;

- для кабельных муфт наружной установки: наличие системы антитрекинговых изоляторов – жильных «юбок»-изоляторов (по две на каждую фазу) и распорного изолятора основания, увеличивающих длину "пути утечки" и обеспечивающих необходимый межфазный клиренс в режиме эксплуатации;
- наличие цветных маркировочных трубок для идентификации фаз;
- наличие пружины постоянного давления для крепежа провода заземления на металлической оболочке (свинцовой или алюминиевой) обеспечивает быстрый и надежный монтаж. Предупреждает возможный риск повреждения бумажной изоляции под алюминиевой оболочкой в процессе пайки с использованием тугоплавкого припоя «А»;
- комплект кабельной термоусаживаемой муфты универсален и позволяет использовать как наконечники под опрессовку, так и болтовые наконечники;
- высокое качество комплектующих и используемых композиционных материалов;
- полный перечень аксессуаров, необходимых для монтажа муфты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

а) основная литература:

1. Конструкции воздушных и кабельных линий : учеб.-метод. комплекс для спец. 140205 - Электроэнергетические системы и сети // АмГУ, Эн.ф.; сост. В. В. Рябинин. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 64 с.

2. Основы современной энергетики [Текст] : учеб.: в 2 т. / ред. Е. В. Аметистов. - 5-е изд., стер. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010. - ISSN 978-5-383. Т. 2 : Современная электроэнергетика / ред. А. П. Бурман, В. А. Строев. - 2010. - 632 с.

б) дополнительная литература:

1. Гремяков А.А. Автоматизация расчетов систем электроснабжения : лаборатор. практикум: учеб. пособие// А. А. Гремяков. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Высш. шк., 1989, 592с.
3. Крюков К.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи.// К.П. Крюков – 2-е изд., перераб. И доп. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 2979, 423 с., ил.
4. Ларина Э.Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии : учебник: рек. Госкомвузов РФ // Э.Т.Ларина -2-изд., перераб. и доп.. -М.: Энергоатомиздат, 1996. -464 с.:ил.
5. Пospelов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб. Пособие // Г. Е. Пospelов, В. Т. Федин. -2-е изд., испр. и доп.. -Минск: Высш. шк., 1988. -308 с
6. Попов Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередачи : учеб. - метод. пособие/ Е. Н. Попов; АмГУ, Эн.ф.. -Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 1999. -28 с

Маркитан Василий Юрьевич

Ассистент кафедры энергетики АмГУ

Конструкция кабельных и воздушных линий. Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат _____. Усл. печ. л. _____. Заказ _____.