

Эксплуатация воздушных линий электропередачи

При техническом обслуживании воздушных линий (ВЛ) периодически проводятся их осмотры.

Осмотр - это обход ВЛ с визуальной проверкой состояния трассы и всех элементов ВЛ.

График осмотров ВЛ утверждается техническим руководителем предприятия в соответствии с требованиями:

- ✓ Осмотр ВЛ по всей длине - не реже 1 раза в год;
- ✓ отдельные участки ВЛ, включая участки, подлежащие ремонту, не реже 1 раза в год должны осматриваться административно-техническим персоналом;
- ✓ для ВЛ напряжением 35 кВ и выше не реже 1 раза в 10 лет должны проводиться верховые осмотры (осмотры с подъёмом на опору);
- ✓ для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, проходящих в зонах с высокой степенью загрязнения или по открытой местности, а также для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, эксплуатируемых 20 и более лет, верховые осмотры должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет;
- ✓ для ВЛ напряжением 0,38...20 кВ верховые осмотры должны проводиться при необходимости.

По мере необходимости осмотры ВЛ проводятся в тёмное время суток для выявления коронирования и опасности перекрытия изоляции и возгорания деревянных опор.

Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололёда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек и после стихийных бедствий (бурь, ураганов, пожаров) в зоне прохождения ВЛ, а также после отключения ВЛ релейной защитой и неуспешного АПВ.

Трасса ВЛ

При осмотрах ВЛ, проходящих в лесных массивах, обращают внимание на зарастание просек, их ширину и противопожарное состояние.

Правилами охраны электрических сетей для ВЛ устанавливается охранная зона в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченная вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при не отклонённом их положении на расстоянии:

- для линий напряжением до 1000 В - 2 м;
- линий до 20 кВ включительно - 10 м;
- линий 35 кВ - 15 м;
- линий 110 кВ - 20 м;
- линий 220 кВ - 25 м.

В охранной зоне без письменного согласования с организацией, эксплуатирующей ВЛ, не должны проводиться какие-либо работы, складирование материалов, свалки мусора и тому подобное.

При прохождении ВЛ в населённой местности расстояния по горизонтали от крайних проводов при наибольшем их отклонении до ближайших зданий и

сооружений должны быть не менее:

- 2м - для ВЛ напряжением до 20 кВ;
- 4м - для ВЛ напряжением 35... 110 кВ;
- 6 м - для ВЛ напряжением 220 кВ.

Опоры.

При осмотре опор обращают внимание на их отклонения от вертикального положения, разворот и уклон траверс, прогибы (кривизну) элементов опор. В местах заглубления опор не должно быть проседания или вспучивания грунта. У железобетонных фундаментов металлических опор и железобетонных приставок деревянных опор не должно быть трещин и сколов бетона с обнажением стальной арматуры.

На опорах должны присутствовать их порядковые номера, информационные знаки с указанием ширины охранной зоны, а в населённой местности - предупредительные плакаты безопасности.

Номер или условное обозначение ВЛ должны быть указаны на концевых опорах линии, первых опорах ответвлений, опорах в местах пересечений ВЛ одинакового напряжения, опорах пересечения с железными дорогами, опорах участков параллельно идущих линий при расстоянии между ними менее 200 м.

У деревянных опор не должно быть видимого загнивания деревянных частей, следов обгорания или расщепления. Внешнее загнивание опор определяется визуально, наличие внутреннего загнивания - путём простукивания древесины молотком в сухую и не морозную погоду. Звонкий звук указывает на здоровую древесину, глухой - на наличие в ней внутреннего загнивания.

Проверяется состояние бандажей (хомутов), сочленяющих деревянную стойку с железобетонной приставкой. Не должно быть ослабления бандажей, поражения их коррозией.

У металлических опор проверяются сварные швы и болтовые соединения, состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения элементов опор коррозией в местах нарушения этого покрытия. Не допускается сквозное поражение коррозией металлических элементов опор, появление трещин в металле и сварных швах. У фундаментов металлических опор не должно быть зазора между пятой опоры и железобетонным фундаментом.

У железобетонных опор проверяется состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения коррозией металлических траверс. Особое внимание уделяется осмотру железобетонной стойки опоры, в которой не должно быть трещин и других повреждений бетона. Трещины способствуют коррозии арматуры и, следовательно, уменьшению прочности опоры.

Провода и тросы.

У проводов и тросов не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода посторонних предметов.

У ВЛ с изолированными проводами проверяется состояние изоляции проводов в местах их соприкосновения с деревьями и отдельными сучьями, состояние изолирующей оболочки соединительных и ответвительных зажимов.

Изоляторы и арматура.

Изоляторы ВЛ электропередачи не должны иметь трещин, ожогов от перекрытия и других видимых повреждений глазури. Все изоляторы в гирляндах должны быть чистыми и целыми. По интенсивности коронирования изоляторов определяется степень их загрязнённости. У ВЛ со штыревыми изоляторами не должно быть срывов изоляторов со штырей или крючьев, обрыва вязки провода к изолятору, не должно быть выпадения и ослабления крючьев (штырей) или их изломов.

При оценке состояния **арматуры** обращают внимание на ее комплектность (наличие всех болтов, гаек, шплинтов, замков), отсутствие трещин, деформации, видимых следов коррозии. На поверхности овальных и опрессованных соединителей не должно быть следов коррозии, трещин и других механических повреждений.

Гасители **вибрации** должны быть на установленном при монтаже месте.

У **трубчатых разрядников** проверяется направление зоны выхлопа, состояние поверхности разрядника, которая не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и глубоких царапин.

У **заземляющих устройств** проверяется состояние (целостность и степень поражения коррозией) заземляющих проводников и их соединений с заземлителями.

При оценке состояния проводов, изоляторов, арматуры и других элементов ВЛ, расположенных достаточно высоко, целесообразно использовать бинокль.

Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности ВЛ заносятся в листок осмотра, форма которого приводится ниже. Все дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при техническом обслуживании или плановом ремонте ВЛ.

Предприятие _____

Район (участок) _____

ЛИСТОК ОСМОТРА

ВЛ _____ кВ _____ наименование

Вид осмотра _____

Номер опоры, пролета	Замеченные неисправности

Осмотр произведен от опоры № _____ до опоры № _____

« _____ » _____ 20__ г.

_____ ф.и.о. _____ подпись

Листок осмотра принял _____ дата _____ подпись

Профилактические измерения и испытания . Эксплуатация воздушных линий электропередачи

При техническом обслуживании ВЛ периодически проводятся профилактические проверки, измерения и испытания, периодичность которых должна соответствовать требованиям ГКД.

Опоры.

Отклонение от вертикального положения металлических, железобетонных и деревянных опор должно быть не более 1:200, 1:150 и 1:100 соответственно. Отклонение от горизонтали (уклон) траверс железобетонных и деревянных опор должен быть не более 1:100 и 1:50. У деревянных опор разворот траверс относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ, не должен превышать 5°; у железобетонных и стальных опор - 100 мм.

В зонах с высокой степенью загрязнённости атмосферы измеряется поперечное сечение металлических элементов опор, уменьшившееся в результате коррозии. Для этой цели используются ультразвуковые толщиномеры, позволяющие измерять остаточное сечение элемента без предварительной его очистки от грязи и ржавчины. Допустимый коррозионный износ поперечного сечения металлических элементов опор и тросовых оттяжек не должен превышать 20% от площади первоначального сечения.

У стоек железобетонных опор измеряется ширина раскрытия трещин. Трещины шириной до 0,3 мм должны закрашиваться влагостойкой краской; 0,3...0,6 мм - затираться полимерцементным раствором. Стойки опор при ширине раскрытия трещин более 0,3 мм и их количестве более двух в одном сечении должны быть усилены железобетонным бандажом, а при длине таких трещин более 3 м необходима замена опоры.

В *тросовых оттяжках* железобетонных анкерно-угловых опор измеряется тяжение. Измеренные тяжения не должны отличаться от проектных значений более чем на 20%.

Один из методов измерения, не требующий специальных приборов, основан на зависимости между периодом собственных колебаний оттяжки и величиной тяжения в ней. В оттяжке рукой возбуждаются колебания и с помощью секундомера определяется период ее собственных колебаний.

Величина тяжения T рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{4lm}{t^2}, \text{ Н}$$

где L - длина оттяжки, м;

m - масса оттяжки, кг;

t - период собственных одноволновых колебаний, с.

Тяжения в оттяжках можно определить по упругой деформации (прогибу) натянутого стального каната, поскольку существует прямая зависимость между тяжением T и силой P , вызывающей прогиб/каната: $P = Tf$.

Выполненные по указанному принципу измерители тяжения в оттяжках (ИТО) позволяют осуществлять измерения с погрешностью, не превышающей 2%.

Степень внешнего или внутреннего загнивания деревянных опор определяется приборами, принцип действия которых основан на измерении хода и усилия, с которым игла прокалывает древесную стойку. Граница между здоровой и загнившей частями древесины определяется по резкому изменению этого усилия. Загнившую древесину игла прокалывает с усилием менее 300 Н.

В результате измерений определяется диаметр здоровой части древесины при внешнем загнивании (или эквивалентный диаметр при внутреннем загнивании). Стойка деревянной опоры бракуется и подлежит замене при диаметре здоровой части менее:

- 12 см (ВЛ до 35 кВ);
- 15 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением до 120 мм);
- 18 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением более 120 мм).

Провода и тросы.

Стрелы провеса проводов и тросов должны отличаться от проектных значений не более чем на 5%. Расстояния от проводов ВЛ до поверхности земли должны быть не менее:

- 5м- для ВЛ до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами;
- 6 м - то же, но с голыми проводами;
- 6м- для ВЛ выше 1 кВ с изолированными проводами;
- 7м- для ВЛ напряжением до 110 кВ в населенной местности;
- 6 м - то же, но в ненаселенной местности;
- 5 м - то же, но в труднодоступной местности;
- 8м- для ВЛ напряжением 220 кВ в населенной местности;
- 7 м - то же, но в ненаселенной местности;
- 6 м - то же, но в труднодоступной местности.

Расстояния от проводов ВЛ до различных объектов и сооружений в местах пересечений и сближений ВЛ с этими объектами должны быть не менее установленных.

При уменьшении площади поперечного сечения проводов вследствие обрыва, истирания или оплавления отдельных проволок более чем на 16% (алюминиевые провода) и более чем на 33% (сталеалюминиевые провода) дефектный участок провода должен быть заменен.

У изолированных проводов определяются размеры повреждения изоляции. Места незначительного повреждения изоляции ремонтируются с помощью термоусаживаемых ремонтных лент или манжет. При значительных повреждениях изоляции дефектный участок вырезается и заменяется новым.

Изоляторы и арматура.

Сопротивление одного фарфорового изолятора гирлянды, измеренное мегаомметром, должно быть не менее 300 МОм. Такие измерения могут выполняться только на отключенной линии.

Без отключения линии измеряется распределение напряжения по изоляторам гирлянды. Для этого используется измерительная изолирующая штанга.

Напряжения на фарфоровых изоляторах гирлянды составляют от 5 до 20 кВ на одном изоляторе. Наибольшее напряжение приложено к изолятору со стороны провода, а наименьшие напряжения - к изоляторам в середине гирлянды. Сумма напряжений на изоляторах гирлянды не должна отличаться от фазного напряжения ВЛ более чем на +10% у металлических и железобетонных опор и более чем на +20% у деревянных опор.

В качестве примера в табл. 1 приведено усредненное распределение напряжения по гирлянде из 7 фарфоровых изоляторов для ВЛ напряжением 110 кВ. Нумерация изоляторов начинается от траверсы опоры.

Таблица 1

Напряжение, кВ, на одном изоляторе						
1	2	3	4	5	6	7
9	6	5	7	8,5	10	18,5

Изолятор бракуется, если напряжение на нем меньше 50% указанного.

Испытания и измерения установленных на ВЛ стеклянных подвесных изоляторов, изоляторов всех типов для подвески грозозащитного троса и полимерных изоляторов не производятся; их контроль осуществляется только внешним осмотром. Стеклянные изоляторы бракуются и подлежат замене при появлении на поверхности стекла волосяных трещин.

Сцепная арматура бракуется, если ее поверхность сплошь поражена коррозией, на поверхности есть трещины, следы оплавления и механической деформации, шарнирные соединения имеют износ более 10%.

У **трубчатых разрядников** измеряются внешний и внутренний искровые промежутки и диаметр дугогасительного канала. Длина внешнего искрового промежутка должна соответствовать проектному значению, длина внутреннего искрового промежутка не должна отличаться от проектного более чем на 5 мм. Диаметр дугогасительного канала в зависимости от типа разрядника не должен превышать начальный диаметр более чем в 1,3... 1,5 раза.

Заземляющие устройства.

Измерения сопротивлений ЗУ выполняются ежегодно в период наибольшего высыхания грунта.

Сопротивления повторных заземлений нулевого провода ВЛ напряжением до 1 кВ должны быть не более 30 Ом. В сетях такого напряжения, работающих с глухозаземленной нейтралью, измеряется полное сопротивление петли «фаза-нуль» и рассчитывается ток однофазного короткого замыкания. По величине этого тока проверяется надежность срабатывания защитного аппарата, установленного в начале линии.

На ВЛ напряжением выше 1 кВ сопротивления ЗУ устанавливаются в зависимости от удельного сопротивления грунта ρ и должны быть не более величин, указанных в табл. 2.

Таблица 7.2

Удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Сопротивление ЗУ, Ом
до 100	10
более 100 до 500	15
более 500 до 1000	20
более 1000 до 5000	30
более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

Результаты измерений оформляются соответствующими протоколами.

Проверка ЗУ со вскрытием грунта производится не менее чем у 2% опор от общего числа опор с заземлителями. Указанную проверку следует проводить в населенной местности и на участках с наиболее агрессивными и плохо проводящими грунтами. Элемент заземлителя должен быть заменен, если коррозией разрушено более 50% его сечения.

Определение места повреждения.

Эксплуатация воздушных линий электропередачи.

Проведение периодических осмотров, профилактических измерений и испытаний не гарантирует безотказной работы ВЛ.

В практической эксплуатации всегда имеют место случайные повреждения ВЛ: однофазные и многофазные замыкания, обрывы проводов и другие повреждения. Одной из важных задач эксплуатации ВЛ является быстрое определение места повреждения и проведение ремонтно-восстановительных работ. При большой протяженности и разветвленности распределительных сетей указанная задача может эффективно решаться только при использовании специальных технических средств, определяющих поврежденную линию и расстояние до места повреждения. Технические средства для определения места повреждения (ОМП) широко используются при эксплуатации ВЛ всех классов напряжений. В зависимости от класса напряжения средства ОМП можно разделить на два вида: средства ОМП в сетях с большими токами замыкания на землю (110-220 кВ) и средства ОМП в сетях с малыми токами замыкания на землю (6...35 кВ).

Линии электрических сетей с большими токами замыкания на землю характеризуются достаточно большой протяженностью. Методы и средства ОМП здесь основаны на измерении и запоминании параметров аварийного режима (токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности) и вычислении расстояния до мест повреждения. В таких сетях используются, как правило, двусторонние методы, основанные на фиксации токов и напряжений по концам ВЛ. Для измерения и запоминания токов и напряжений используются полупроводниковые и микропроцессорные фиксирующие приборы. По сравнению с полупроводниковыми, микропроцессорные фиксирующие приборы позволяют реализовать более сложные алгоритмы ОМП, более приспособлены к перепрограммированию при изменении параметров сети, более точные. Опыт эксплуатации микропроцессорных приборов ОМП показал, что погрешность определения расстояния до места повреждения не превышает 5 %.

При повреждении на контролируемой линии средства ОМП осуществляют в темпе процесса лишь функции измерения и запоминания токов и напряжений аварийного режима. Обработка результатов измерения выполняется уже после отключения линии релейной защитой.

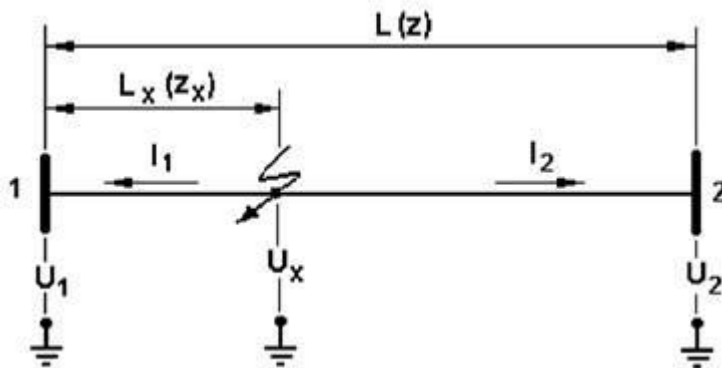


Рис. Напряжения и токи в линии в момент повреждения

Пусть в некоторой точке линии, соединяющей подстанции 1 и 2, происходит повреждение, например однофазное короткое замыкание. Индикаторы, установленные по концам линии, фиксируют в аварийном режиме токи и напряжения. Параметры аварийного режима связаны соотношениями

$$U_1 + I_1 z_x = U_x, \quad U_2 + I_2 (z - z_x) = U_x,$$

где U_1 , U_2 и U_x - напряжения нулевой последовательности по концам линии и в месте повреждения;

I_1 , I_2 - токи нулевой последовательности по концам линии;

z , z_x - сопротивления нулевой последовательности линии и участка до места повреждения.

Приравнивая левые части выражений, получим

$$z_x = \frac{I_2 z + U_2 - U_1}{I_1 + I_2}.$$

Поделив правую и левую части последнего выражения на удельное сопротивление проводов линии z_0 , получим искомое расстояние до места повреждения:

$$L_x = \frac{I_2 z + U_2 - U_1}{z_0 (I_1 + I_2)}.$$

Параметры линии z и z_0 вводятся с клавиатуры устройства при его установке.

Величина L_x в километрах выдается на дисплей устройства. Возможность исключения из расчетных выражений напряжения U_x показывает независимость результата ОМП от сопротивления в месте повреждения.

Существенной особенностью структуры распределительных сетей 6...35 кВ является их разветвленность. Расстояния до мест многофазных замыканий в этих сетях определяются средствами ОМП, установленными на питающих подстанциях

(односторонние средства ОМП). Однако даже высокая точность этих средств не позволяет указать место повреждения вследствие разветвленности сетей. На рис. 2 показана разветвленная электрическая сеть. После отключения повреждения выключателем Q и определения расстояния до места повреждения возникает задача определения аварийного участка разветвленной сети, поскольку повреждения в точках $K1$, $K2$ или $K3$ являются равноудаленными от питающей подстанции.

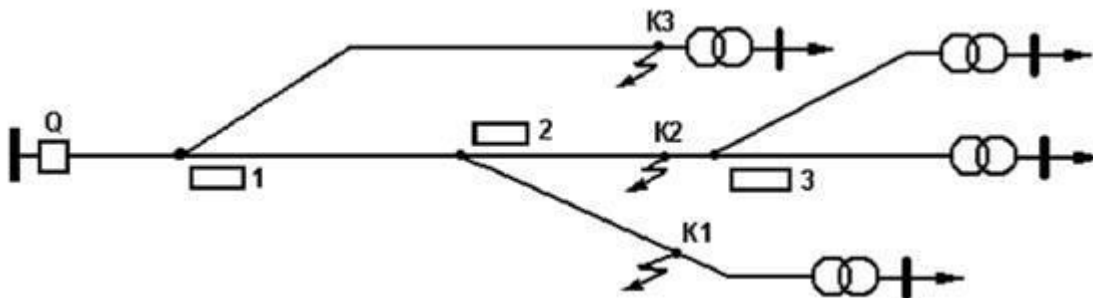


Рис. 2. Расстановка указателей поврежденного участка в разветвленной сети
Для ориентирования при поиске места повреждения в местах разветвления сети устанавливаются указатели поврежденного участка, фиксирующие факт протекания тока короткого замыкания. По положениям указателей 1, 2 и 3 эксплуатационный персонал правильно определяет направление поиска места повреждения. В частности, при замыкании в точке $K1$ факт протекания тока короткого замыкания будет зафиксирован только указателем 1.

В электрических сетях с изолированной нейтралью (6...35 кВ) ток однофазного замыкания на землю имеет емкостной характер, а по величине значительно (на один-два порядка) меньше тока нагрузки.

Малая величина токов замыкания на землю исключает возможность применения рассмотренных выше методов и средств ОМП.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей допускается работа сети с заземленной фазой до устранения повреждения; при этом эксплуатационный персонал обязан отыскать и устранить повреждение в кратчайший срок. Отыскание места однофазных замыканий на землю осуществляется с помощью переносных приборов, измеряющих вблизи ВЛ уровень магнитного поля токов нулевой последовательности.

Принцип определения места замыкания на землю в разветвленной сети иллюстрируется схемой (рис. 3), состоящей из линий $W1$, $W2$, $W3$ и $W4$. При замыкании в точке K через место повреждения протекают емкостные токи нулевой последовательности, замыкающиеся через распределенные емкости линий, представленные на рис. 3 сосредоточенными емкостями $C1$, $C2$, $C3$, $C4$, и $C5$. Распределение этих токов в линиях сети показано эпюрами.

Величины токов, растекающихся по линии $W4$ влево (I_{04}') и вправо (I_{04}'') от места замыкания пропорциональны суммарным емкостям на землю:

$$I_{04}' = k(C_4' + C_1 + C_2 + C_3); \quad I_{04}'' = k(C_4''),$$

где k - коэффициент пропорциональности.

Наибольший уровень емкостных токов нулевой последовательности имеет место в поврежденной линии до места замыкания, после которого уровень этих токов резко уменьшается.

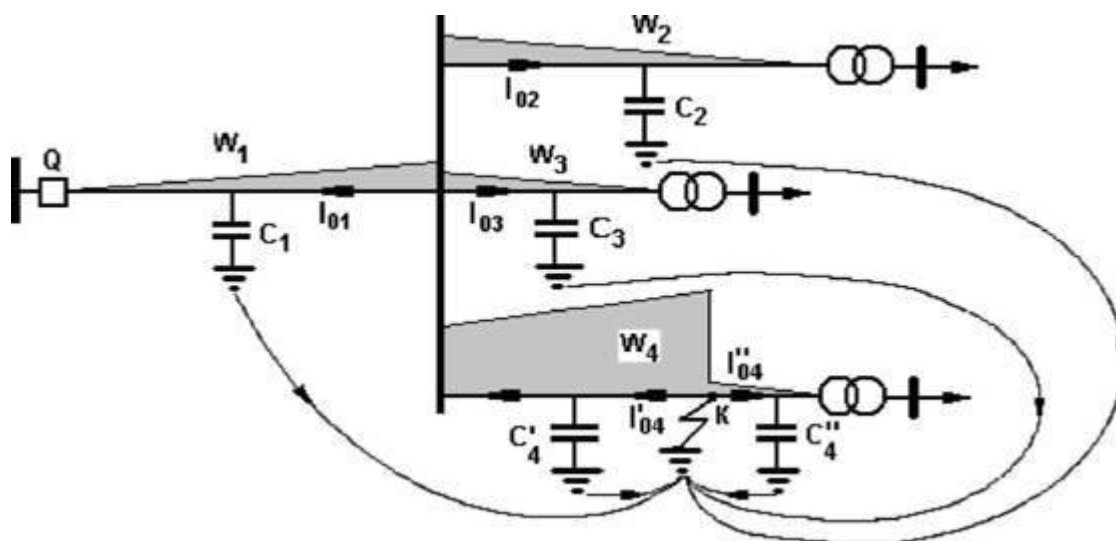


Рис. 3. Схема сети и эюры показаний переносного прибора в различных ее участках

Применение переносных приборов, реагирующих на магнитные поля основной частоты (50 Гц), затруднено вследствие значительного влияния на измерения рабочих токов линий. Поэтому при поиске мест замыканий на землю используют приборы, реагирующие на высшие гармонические составляющие магнитного поля токов нулевой последовательности. В этом случае влияние токов нагрузки на результаты измерения существенно меньше.

Борьба с гололедом. Эксплуатация воздушных линий электропередачи.

Гололедно-изморозевые отложения на проводах и тросах ВЛ происходят при температуре воздуха около -5°C и скорости ветра 5... 10 м/с. Полная масса гололедно-изморозевых отложений приводится к форме полого цилиндра льда с толщиной стенки, равной b (рис. 4).

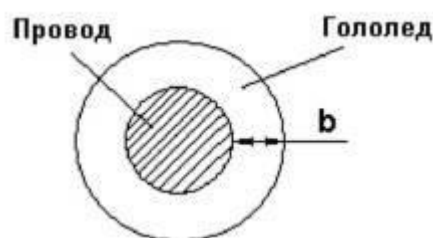


Рис. 4. Идеализированное представление гололеда на проводах

По толщине стенки гололеда при повторяемости 1 раз в 25 лет территория страны делится на 8 районов:

- I район $b=10$ мм;
- II район $b=15$ мм;

- III район $b=20$ мм;
- IV район $b=25$ мм;
- V район $b=30$ мм;
- VI район $b=35$ мм;
- VII район $b=40$ мм;
- особый $b>45$ мм.

Карты районирования страны приводятся в [Правила устройства электроустановок: 7-е изд.-СПб.: ДЕАН, 2004].

Гололед обуславливает дополнительные механические нагрузки на все элементы ВЛ. При значительных гололедных отложениях возможны обрывы проводов, тросов, разрушения арматуры, изоляторов и даже опор ВЛ. Гололед может откладываться по фазным проводам достаточно неравномерно. Стрелы провеса проводов с гололедом и без гололеда могут отличаться на несколько метров. Такая разрегулировка стрел провеса, а также неодновременный сброс гололеда при его таянии, вызывающий «подскок» отдельных проводов, могут привести к перекрытию воздушной изоляции. Гололед является одной из причин «пляски» проводов, способной привести к их схлестыванию.

На небольших участках ВЛ производится, как правило, механическое удаление гололеда. Для этой цели используются шесты, веревки и другие подручные средства. При механическом удалении гололеда без отключения ВЛ должны использоваться шесты из бакелита, стеклопластика и другого изоляционного материала.

Основным методом борьбы с гололедом при эксплуатации протяженных ВЛ является его плавка за счет нагревания проводов протекающим по ним током. Существует достаточно большое количество схем плавки гололеда, определяемых схемой электрической сети, нагрузкой потребителей, возможностью отключения линий и другими факторами.

Схема плавки гололеда переменным током искусственного короткого замыкания показана на рис. 5,а.

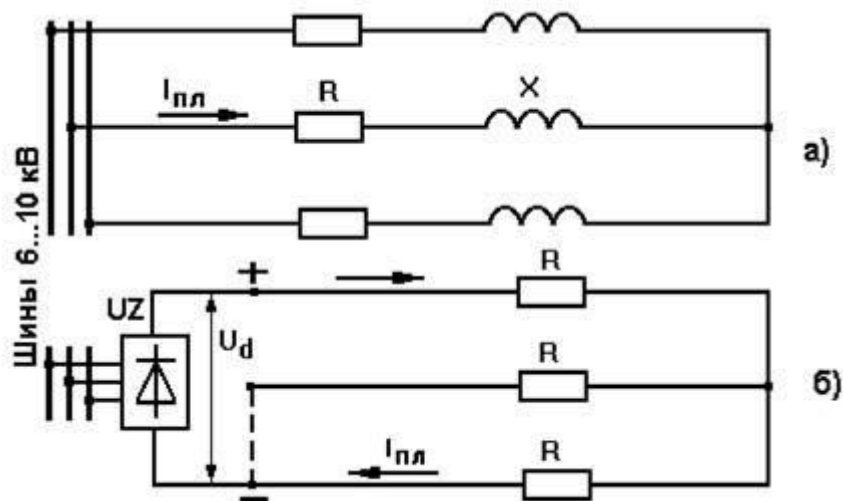


Рис. 5. Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и выпрямленным (б) током

ВЛ одним концом подключается к источнику питания, которым, как правило, служат шины 6 - 10 кВ подстанций или отдельный трансформатор, провода на другом конце ВЛ замыкаются. Напряжение и мощность источника выбираются таким образом, чтобы обеспечить протекание по проводам ВЛ тока в 1,5...2 раза превышающего длительно допустимый ток. Такое превышение допустимого длительного тока оправдано кратковременностью процесса плавки (~1 ч), а также более интенсивным охлаждением провода в зимний период. Следует помнить, что допустимые длительные токи приводятся в справочной литературе для температуры воздуха 25°C.

Ориентировочные величины токов при различной продолжительности плавки гололеда переменным током приведены в табл. 3, в последнем столбце которой указан ток, предупреждающий образование гололеда на проводах.

Для ВЛ напряжением 220 кВ и выше с проводами сечений 240 мм и более плавка гололеда переменным током требует очень больших мощностей источника питания (десятки МВ*А). Для параметров проводов ВЛ такого класса справедливо соотношение $R \ll X$. Полная мощность источника увеличивается за счет большой и бесполезной для плавки гололеда реактивной нагрузки. На таких ВЛ плавка гололеда осуществляется выпрямленным током.

Таблица 3

Марка провода	Ток плавки, А, при продолжительности, мин			Ток предупр., А
	30	60	100	
АС 50	330	270	240	160
АС 70	410	330	290	205
АС 95	510	400	350	245
АС 120	565	450	400	275
АС 150	660	525	460	325
АС 185	750	600	520	375
АС 240	860	690	610	440

Принципиальная схема плавки гололеда выпрямленным током показана на рис. 5,б. Выпрямитель UZ подключается к шинам 6 - 10 кВ подстанций или отдельному трансформатору. Используются, как правило, две схемы плавки гололеда выпрямленным током: «фаза-фаза» и «фаза - две фазы».

Параметры выпускаемых отечественной промышленностью нерегулируемых выпрямительных блоков, подключаемых к переменному напряжению 10 кВ:

- выпрямленное напряжение 14 кВ;
- выпрямленный ток 1200 А;
- мощность на выходе 16800 кВт.

Для получения большей мощности выпрямительные блоки можно включать последовательно или параллельно.

ОАО НИИПТ разработана на базе управляемого трехфазного мостового выпрямителя установка для плавки гололеда, подключаемая к серийному силовому

трансформатору или шинам соответствующего напряжения (до 35 кВ). В отличие от нерегулируемых выпрямительных блоков эта установка позволяет при плавке гололеда плавно изменять выходные параметры в диапазоне:

выпрямленное напряжение 0... 50 кВ;

выпрямленный ток 0... 1200 А;

мощность на выходе 0... 60000 кВт.

Эксплуатационный персонал ВЛ должен контролировать процесс гололедообразования и обеспечивать своевременное включение схем плавки гололеда. ВЛ, на которых производится плавка гололеда, должны быть оснащены сигнализаторами гололеда, работоспособность которых должна проверяться ежегодно перед наступлением зимнего периода.

Следует отметить, что плавка гололеда должна проводиться в районах интенсивного гололедообразования ($b > 20$ мм) с частой пляской проводов. В других случаях применение плавки гололеда должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

Ремонт воздушных линий . Эксплуатация воздушных линий электропередачи.

При ремонтах ВЛ выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ путем ремонта или замены отдельных ее элементов.

Для ВЛ напряжением до 10 кВ структура ремонтного цикла представляет собой чередование текущего и капитального ремонтов: Т-К-Т-К...

Продолжительность ремонтного цикла для ВЛ на деревянных опорах составляет 5 лет, на железобетонных опорах - 10 лет.

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше предусматриваются только капитальные ремонты с периодичностью:

- не реже 1 раза в 5 лет для ВЛ на деревянных опорах;
- не реже 1 раза в 10 лет для ВЛ на железобетонных и металлических опорах.

Перечень работ, относящихся к текущим и капитальным ремонтам ВЛ, устанавливается типовыми инструкциями по эксплуатации ВЛ [21].

Объем ремонтных работ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Поэтому для планирования ремонтов ВЛ вводится следующая эксплуатационно-техническая документация:

- паспорта ВЛ;
- листки осмотров;
- ведомости проверки загнивания деревянных опор;
- ведомости проверки линейной изоляции;
- ведомости измерений габаритов и стрел провеса проводов и тросов;
- ведомости измерений сопротивлений заземляющих устройств;
- журналы неисправностей ВЛ;
- журналы учета работ на ВЛ и другие документы.

На основании этих документов составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех ВЛ и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются годовые графики работ.

По форме организации капитальный ремонт ВЛ может выполняться децентрализованно, централизованно и по смешанной форме. При децентрализованной форме ремонт выполняется силами предприятия, эксплуатирующего ВЛ.

Наиболее прогрессивной формой капитального ремонта ВЛ является централизованный ремонт, выполняемый по договору подряда строительно-монтажной организацией, специализирующейся на строительстве ВЛ. Бригады централизованного ремонта могут быть комплексными, выполняющими все виды ремонтных работ, или специализированными, выполняющими определенные виды работ, например замену опор.

Основными преимуществами централизованного ремонта являются высокое качество и сокращение сроков ремонтных работ. Это достигается высокой квалификацией персонала, использованием передовых методов организации и проведения работ, высокой степенью их механизации.

Законченные работы по капитальному ремонту ВЛ должны приниматься техническим руководителем предприятия, о чем делается отметка в плане-графике работ. Все работы, произведенные на ВЛ, должны оформляться соответствующими актами с указанием объема выполненных работ, даты выполнения, фамилии производителя работ.

В паспорте ВЛ должны отражаться все основные выполненные работы (замена опор, проводов, изоляторов) и изменение характеристик ВЛ, например появление новых пересечений.

Техническое обслуживание и ремонт воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ

Общие положения согласно СО 34.04.181-2003 Правила организации ТОиТР,
объектов энергетики

При техническом обслуживании выполняются осмотры, профилактические проверки, измерения, работы по предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, выявленных при осмотрах, проверках и измерениях.

Перечень основных работ, выполняемых при техническом обслуживании ВЛ и сроки их проведения в соответствии с ПТЭ и СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94).

Осмотры

1. **Периодический** осмотр в дневное время без подъема на опоры. По графикам, утвержденным главным инженером электросети. Не реже 1 раза в год.
2. **Верховой** осмотр с выборочной проверкой состояния проводов, тросов в зажимах и дистанционных распорок. На ВЛ или их участках со сроком службы 20 лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности - не реже 1 раза в 6 лет; на остальных ВЛ (их участках) - не реже 1 раза в 12 лет.
3. **Выборочный** осмотр отдельных ВЛ (их участков) инженерно-техническим персоналом. Не реже 1 раза в год.
4. Осмотр ВЛ (их участков), **подлежащих капитальному ремонту** инженерно-техническим персоналом. **Перед ремонтом.**
5. **Внеочередной** осмотр. После отключений при нарушениях работы, после стихийных явлений, при возникновении условий, которые могут привести к повреждению ВЛ, после автоматического отключения ВЛ релейной защитой (по решению руководства ПЭС)
6. **Ночной** осмотр - по мере необходимости

Основные профилактические измерения, проверки.

7. **Проверка расстояния** от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений По графику, утверждённому главным инженером ПЭС не реже 1 раза в 3 года, а также по мере необходимости после осмотра ВЛ

или капитального ремонта и реконструкции.

8. *Измерение стрел провеса* проводов и грозозащитных тросов, расстояний между проводами и проводов до элементов опор: на ВЛ 35-220 кВ в 3-5%, на ВЛ 330-750 кВ - в 1% пролетов Не реже 1 раза в 6 лет.

9. *Проверка состояния* опор, проводов, тросов, изоляции (визуально) При периодических осмотрах

10. Проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений, гаек анкерных болтов опор Не реже 1 раза в 6 лет

11. Выборочная проверка состояния фундаментов опор и U-образных болтов опор на оттяжках с выборочным вскрытием грунта; проверка тяжений в оттяжках Не реже 1 раза в 6 лет

12. Проверка антикоррозионного покрытия металлических опор, траверс, подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта -
не реже 1 раза в 6 лет

13. Проверка загнивания деталей деревянных опор Первый раз через 3-6 лет после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или сменой деталей

14. Проверка состояния контактных болтовых соединений проводов электрическими измерениями Не реже 1 раза в 6 лет

15. Проверка (визуально) целостности изоляторов всех типов При осмотре ВЛ

16. Проверка электрической прочности фарфоровых изоляторов Первый раз на 1-2 год, второй раз на 6-10 год после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее - в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов

17. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор После капитального ремонта или реконструкции заземляющего устройства

18. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ 110 кВ и выше с грозозащитными тросами После обнаружения следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой

19. Выборочное на 2% опор от общего числа опор с заземлителями измерение сопротивления заземляющих устройств опор в населенной местности, на участках ВЛ с агрессивными, оползневыми, плохо проводящими грунтами Не реже 1 раза в 12 лет

20. Проверка состояния трубчатых разрядников, ОПН, защитных искровых промежутков, проверка наличия заземляющих проводников, их соединения с заземлителем.

При осмотре ВЛ основные работы, выполняемые при необходимости

21. Восстановление нумерации знаков и плакатов

22. Технический надзор за проведением работ при сооружении новых ВЛ

23. Наблюдение за образованием гололеда

Охрана ВЛ

24. Работы, связанные с соблюдением правил охраны электрических сетей По планам, утвержденным главным инженером электросети

Работы на трассе ВЛ

25. Предохранение опор от низовых пожаров, меры по предотвращению пожаров

По планам, утвержденным главным инженером электросети

26. Планировка грунта у опор, подсыпка и подтрамбовка грунта у основания опор По результатам обходов и осмотров

27. Замена отдельных дефектных элементов ВЛ в межремонтный период, выправка единичных опор По результатам обходов и осмотров

28. Расчистка трасс линий электропередачи

По результатам обходов и осмотров.

29. Неисправности ВЛ, выявленные в результате осмотров, вносятся в листки осмотра. Результаты измерений заносятся в ведомости (журналы): загнивания деталей деревянных опор, измерения болтовых соединений провода, проверки линейной изоляции, проверки и измерения сопротивления заземления опор, измерения габаритов и стрел провеса провода (троса), измерения тяжения в оттяжках опор.

30. Неисправности, выявленные при осмотрах, вносятся в ведомости (журнал) неисправностей ВЛ, где мастером указывается срок и способ ликвидации неисправности, отмечается дата ее устранения.

Рекомендуемые формы ведомостей (журналов), листов осмотра приведены в СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94).

Планный ремонт

1. Объем работ по ремонту ВЛ определяется на основе ведомостей (журналов) неисправностей, результатов оценки технического состояния ВЛ, нормативных требований, допусков и норм отбраковки.

2. Капитальный ремонт ВЛ на железобетонных и металлических опорах выполняется не реже 1 раза в 12 лет, ВЛ на опорах с деревянными деталями - не реже 1 раза в 6 лет (ПТЭ). По результатам обследований и оценки техсостояния срок может быть увеличен решением сетевой компании, МЭС.

3. При капитальном ремонте выполняются следующие виды работ в соответствии с СО 34.20.409-99 (РД 153.34.3-20.409-99) и СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94):

- на трассе ВЛ: устройство проездов по трассе, установка отбойных тумб у опор, расположенных у обочин дорог, ремонт ледозащитных сооружений;

- расчистка трасс от древесно-кустарниковой растительности; поддержание ширины просеки в размерах, установленных проектом и требованиями ПУЭ СО 153-34.20.120-2003, вырубка вне просеки деревьев, угрожающих падением на провода;

- на железобетонных опорах: заделка трещин, выбоин, установка ремонтных бандажей, защита бетона от действия агрессивной среды, замена отдельных опор, перестановка и установка дополнительных опор; ремонт и замена оттяжек и узлов крепления, ремонт подземной части опор (фундаментов), замена фундаментов, анкерных плит; усиление заделки опор в грунте, выправка опор, устранение перекосов траверс, окраска металлических узлов и деталей опор, усиление или замена металлических узлов и деталей;

- на металлических опорах: окраска металлоконструкций, замена элементов опор, потерявших несущую способность, их усиление, выправка, замена отдельных опор, перестановка и установка дополнительных опор; обварка болтовых

соединений, восстановление недостающих раскосов, ремонт фундаментов и ремонт и замена оттяжек и узлов их крепления; ремонт фундаментов с подножников;

- на деревянных опорах: замена опор (сплошная замена на участках при общей длине участка менее 15% протяженности линий, замена деталей, установка приставок, защита деталей опор от загнивания, выправка опор, замена и окраска бандажных и болтовых соединений;
- на проводах и грозозащитных тросах: установка и замена соединителей, ремонтных муфт, зажимов и бандажей; сварных соединений, подмотка лент в зажимах, вырезка и замена неисправных участков провода (троса), перетяжка (регулировка) проводов (тросов), замена провода (троса) на участках ВЛ не более 30% общей протяженности линий проводами большего сечения или большей механической прочности;
- на заземляющих устройствах: ремонт контура заземления, изменение конструкции для уменьшения сопротивления заземления, ремонт или замена заземляющих спусков;
- установка и замена изоляторов, арматуры, разрядников: замена дефектных изоляторов и элементов арматуры, увеличение количества изоляторов, чистка и обмыв изоляторов, установка и замена гасителей вибрации, установка гасителей пляски проводов, распорок, установка и замена разрядников;
- специальные работы: переустройство переходов, пересечений и подходов к подстанциям, ремонт светоограждения опор; установка защиты от птиц;

4. В соответствии с техническим состоянием ВЛ, принятой периодичностью составляются перспективные планы-графики капитального ремонта ВЛ (приложение 41). В период капитального ремонта планируется устранение всех выявленных неисправностей и дефектов ВЛ.

В состав работ капитального ремонта включаются также работы, связанные с повышением надежности и продлением срока службы ВЛ: замена фарфоровых изоляторов на стеклянные и полимерные, усиление изоляции, увеличение количества изоляторов в подвесках, замена отдельных видов арматуры, установка железобетонных приставок к деревянным опорам, замена опор провода, троса на отдельных участках ВЛ, замена отдельных деревянных опор на железобетонные, подвеска троса на отдельных участках ВЛ, вынос отдельных опор, а также работы по техническому обслуживанию, совмещаемые по времени с ремонтом.

Планирование работ

5. Проекты годового плана-графика капитального ремонта (приложение 42), составленные исходя из перспективного графика, журналов неисправностей, ведомостей измерений и проверок по каждой ВЛ являются основой составления:
- сводного годового плана работ капитального ремонта в физических объемах основных работ, стоимостном выражении и трудозатратах для ВЛ каждого класса напряжения с распределением по месяцам (кварталам) и выделением объемов и стоимости работ, выполняемых подрядным способом;
 - сводного годового плана технического обслуживания ВЛ в физических объемах и трудозатратах - по месяцам (кварталам) года.

Одновременно с разработкой службами (отделами) ПЭС проекта годового плана подготавливается и согласовывается с Подрядчиком объем, сроки и условия выполнения отдельных работ капитального ремонта. После приведения проекта плана-графика в соответствие с располагаемыми ресурсами, его согласования с соответствующими службами и отделами региональной сетевой компании, МЭС и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» или его филиалом план утверждается руководством сетевой компании, МЭС. Оформляются договора с Подрядчиками на выполнение работ.

6. Одновременно с годовыми планами работ составляется и согласовывается годовой план-график отключения; на основании годового плана графика отключения ВЛ составляются месячные графики отключения. Годовой и месячные графики утверждаются ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в соответствии с установленным регламентом.

7. На основании годового плана-графика работ, журналов неисправностей ВЛ, ведомостей измерений, проверок составляются месячные отчеты работ на основании месячных отчетов по каждой линии составляется годовой отчет

Подготовка и проведение работ

8. Для подготовки и проведения основных работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту ВЛ 35-1150 кВ используются типовые технологические карты и проекты производства работ.

Подготовка работ и их выполнение, допуск персонала подрядной организации производится в соответствии с действующими «Межотраслевыми правилами по охране труда (Правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» СО 153-34.20.150-2003.

9. Определение необходимого количества бригад, их состава, транспортных средств и механизмов, распределение работ между бригадами возлагается на руководителя работ по ремонту ВЛ.

10. Капитальный ремонт ВЛ или ее участков должен выполняться в возможно короткие сроки, в полном объеме и без недоделок.

При необходимости отключения ВЛ все подготовительные работы должны быть выполнены до отключения линии.

Подготовка и проведение ремонта ВЛ под напряжением производятся в соответствии с инструкциями по работам под напряжением на воздушных линиях электропередачи и действующими нормами времени на выполнение этих работ.

11. По окончании капитального ремонта ВЛ должна быть произведена приемка объема и качества выполненных работ и составлен акт выполненных работ. Акт составляется после завершения работ на каждом объекте.

12. Временем окончания капитального ремонта воздушной линии 35 кВ и выше является момент сообщения дежурному диспетчеру руководителем (производителем) работ об их завершении.

13. Выполненные работы по ремонту и техническому обслуживанию регистрируются в журнале учёта работ на ВЛ с указанием мест работы (наименований ВЛ, номеров опор или пролётов), наименования и количества выполненных работ, времени начала и окончания работы производителя работ и состава бригады.

Основные работы, выполненные на ВЛ (замена опор, провода, троса, новые пересечения, переустройства), изменения конструкций и др. вносятся в паспорт ВЛ.

14. Ежемесячно в сроки, установленные руководством ПЭС, мастера бригад централизованного обслуживания ВЛ и инженерно-технический персонал службы линий производят сдачу-приёмку объемов работ, выполнявшихся на ВЛ, не проходивших капитальный ремонт; сдача-приемка работ капитального ремонта производится после завершения капитального ремонта.

Приёмка воздушной линии в эксплуатацию

До начала сооружения ВЛ будущий эксплуатационный персонал изучает проектно-техническую документацию, а в период сооружения ВЛ ведет технический надзор за производством строительных и монтажных работ.

При проведении технического надзора особое внимание уделяется выполнению скрытых работ - правильности заглубления опор, установки предусмотренных проектом ригелей оттяжек анкерных опор, уплотнения котлованов опор гравийно-песчаной смесью. Кроме того, контролируется отсутствие загнивших деталей деревянных опор, правильность монтажа контактных соединений проводов и другие работы.

При обнаружении дефектов при производстве строительных и монтажных работ представитель заказчика немедленно ставит в известность представителя подрядчика для своевременного устранения этих дефектов.

По окончании работ на сооружаемой ВЛ подрядчик в письменной форме извещает заказчика о готовности ВЛ к сдаче в эксплуатацию и включению под напряжение. Заказчик организует рабочую комиссию, в которую входят представители заказчика (председатель), подрядчика, проектной организации, органов государственного надзора.

Рабочая комиссия:

- проверяет соответствие объемов выполненных строительно-монтажных работ проекту, смете, нормативным документам;
- производит детальный осмотр ВЛ с выборочной проверкой скрытых работ;
- проверяет качество выполненных работ и дает им оценку;
- составляет протоколы измерений, в частности протоколы измерений сопротивлений заземляющих устройств ВЛ;
- составляет ведомость выявленных при осмотре ВЛ дефектов и недоделок.

Подрядчик предоставляет рабочей комиссии следующую документацию:

- перечень организаций (субподрядчиков), участвовавших в производстве строительно-монтажных работ;
- проект ВЛ с комплектом рабочих чертежей;
- паспорт ВЛ;
- трехлинейную схему ВЛ с расцветкой фаз и номерами всех опор;
- журналы работ по строительной части ВЛ и по монтажу проводов и тросов;
- протоколы осмотров и измерений переходов и пересечений ВЛ, составленные подрядчиком совместно с представителями заинтересованных организаций;
- протоколы измерений заземляющих устройств ВЛ.

По устранению подрядчиком выявленных дефектов и недоделок рабочая комиссия готовит акты по приемке ВЛ в эксплуатацию.

Для приемки ВЛ в эксплуатацию назначается приемочная комиссия, которой подрядчик дополнительно предоставляет:

- утвержденную проектно-сметную документацию;
- акты рабочей комиссии по приемке ВЛ;
- документацию по отводу земель под трассу ВЛ;
- справку о соответствии фактической стоимости строительства ВЛ, предусмотренной в утвержденном проекте.

Приемочная комиссия проверяет переданную ей документацию, рассматривает акты рабочей комиссии, осматривает ВЛ, определяет качество выполненных работ, соответствие их проекту, проверяет устранение замеченных рабочей комиссией дефектов и недоделок и определяет готовность ВЛ к передаче в эксплуатацию.

При полной готовности ВЛ приемочная комиссия дает письменное разрешение на включение ВЛ. Это включение выполняется эксплуатационным персоналом после письменного уведомления от подрядчика о том, что люди с объекта удалены, заземления сняты, ВЛ готова к включению.

При безотказной работе ВЛ под нагрузкой в течение суток приемочная комиссия оформляет акт передачи ВЛ в эксплуатацию. Дата подписания этого акта членами приемочной комиссии считается датой ввода ВЛ в эксплуатацию. Линия переходит в ведение заказчика, принимается на баланс эксплуатирующей организацией, которая получает всю техническую документацию и несет дальнейшую ответственность за линию.

Порядок сдачи и приемки ВЛ

После окончания строительно-монтажных работ по сооружению ВЛ строительная организация письменно извещает заказчика о готовности линии к сдаче в эксплуатацию.

Заказчик совместно со строительной организацией назначает рабочую комиссию, которая производит техническую приемку линии электропередачи {тщательный осмотр, проверку документации и испытание линии) и составляет акты и протоколы с перечислением обнаруженных дефектов и недоделок.

Приемка ВЛ осуществляется в соответствии с «Правилами приемки в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений» (СНиП Ш-А. 10—70), «Правилами сдачи-приемки выполненных электромонтажных работ» (СНиП Ш-И. 6—67, § 12) и ПУЭ.

Приемка линии электропередачи с недоделками, препятствующими ее нормальной эксплуатации, ухудшающими безопасность труда работающих, и отступлениями от проекта, не согласованными с заказчиком и проектной организацией, а также без проведения испытаний и проверки линии запрещается.

После устранения недоделок и дефектов, отмеченных в актах рабочей комиссии, линию электропередачи вторично осматривают и составляют протокол обследования с отметкой о готовности ее к включению.

Приемка линий электропередачи в эксплуатацию производится Государственной приемочной комиссией, назначаемой соответствующими министерствами и ведомствами. В состав комиссии входят представители заказчика и всех организаций, участвовавших в сооружении линии; управления электросетей, проектной организации, электроинспекции предприятия (ЭИП), санитарно-эпидемиологической станции, пожарной инспекции, инспекции по охране водных ресурсов и других организаций.

На основании актов рабочей комиссии, изучения документации и осмотра линии Государственная комиссия определяет качество работ по объекту в целом, готовность линии к сдаче в эксплуатацию и выдает письменное разрешение на включение линии.

Включение линии под напряжение производится эксплуатационным персоналом после письменного уведомления строительной организацией о том, что ее работники с линии сняты и предупреждены о предстоящем включении.

При бесперебойной нормальной работе линии электропередачи в течение суток после включения Государственная приёмочная комиссия оформляет акт передачи линии в эксплуатацию.

Документация, представляемая приёмочной комиссией.

Организация, осуществляющая строительство линии электропередачи, представляет рабочей комиссии следующую документацию:

- ведомость объектов, предъявляемых к сдаче, с указанием основных и вспомогательных сооружений и их краткой характеристикой;
- ведомость отклонений от проекта с указанием причин, вызвавших эти отклонения, и документы по их согласованию;
- комплект рабочих чертежей на сдаваемый комплекс работ с внесенными в них изменениями и отклонениями от проекта {исполнительные чертежи};
- трехлинейную схему линии с нанесением расцветки фаз, транспозиции проводов и номеров транспозиционных опор;
- акт приемки трассы линии;
- журналы работ по устройству фундаментов и заземления опор;
- акты приемки скрытых работ по фундаментам и заземлению;
- журналы работ по сборке и установке опор;

- акты приемки установленных опор под монтаж проводов и тросов;
- журналы соединений проводов, монтажа натяжных, петлевых соединительных и ремонтных зажимов;
- журналы монтажа проводов и тросов анкерных участков и инвентарные описи анкерных пролетов-;
- протоколы контрольной проверки стрел провеса проводов и габаритов линии;
- акты осмотров и замеров габаритов на пересечениях линии электропередачи, составленные совместно с владельцами пересекаемых сооружений;
- протоколы измерений сопротивлений заземления, соединений проводов, испытаний и осмотров разрядников.

Вся документация составляется строительно-монтажными организациями в процессе строительства линии электропередачи и подписывается ее ответственными руководителями — прорабами и мастерами, исполнителями работ - бригадирами и представителями технического надзора заказчика — инспекторами по приемке и качеству работ. Журналы работ и акты осмотров должны быть составлены по утвержденной форме.

Заказчик предъявляет Государственной комиссии следующую документацию:

- утвержденное проектное задание и проект линии электропередачи;
- документацию по отводу земель под трассу линии, согласованную с соответствующими организациями;
- акты осмотров линии рабочей комиссией, ведомости недоделок и протоколы обследования линии после устранения недоделок;
- паспорт линии электропередачи;
- документацию по пусконаладочным работам.

Документация после окончания работы Государственной приемочной комиссии и включения линии передается эксплуатационной организации.

