

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева»

Кафедра электроснабжения горных и промышленных предприятий

Составитель  
**И. Н. Паскарь**

## **ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ**

### **Методические указания к лабораторным работам**

Рекомендованы учебно-методической комиссией направления  
13.03.02 (140400.62) «Электроэнергетика и электротехника»  
в качестве электронного издания  
для использования в учебном процессе

Кемерово 2015

## РЕЦЕНЗЕНТЫ:

**Захаров С. А.** – заведующий кафедрой «Электроснабжение горных и промышленных предприятий»

**Семыкина И. Ю.** – председатель учебно-методической комиссии направления 13.03.02 (140400.62) «Электроэнергетика и электротехника»

**Паскарь Иван Николаевич. Техника высоких напряжений:** методические указания к лабораторным работам по дисциплине «Техника высоких напряжений» [Электронный ресурс] для студентов направления 13.03.02 (140400.62) «Электроэнергетика и электротехника», всех форм обучения / сост.: И. Н. Паскарь, – Кемерово : КузГТУ, 2015. – Систем. требования : Pentium IV ; ОЗУ 32 Мб ; WindowsXP ; мышь;. – Загл. с экрана.

Составлено в соответствии с программой дисциплины «Техника высоких напряжений» и предназначено для проведения лабораторных занятий.

© КузГТУ, 2015

© Паскарь И. Н.,

составление, 2015

**Оглавление**

Тема № 1 «Разряды в электрических полях».....	3
Тема № 2. «Профилактические испытания изоляции трансформатора» .....	19
Тема № 3. «Испытания силового кабеля высокого напряжения» .....	30
Тема № 4. «Конструкции воздушных линий электропередач» ....	43
Тема № 5 «Исследование распределения напряжения по гирлянде подвесных изоляторов» .....	72
Тема № 6 «Защита электроустановок от грозовых перенапряжений» .....	83

## **Тема № 1 «Разряды в электрических полях»**

**Цель работы:** Изучение влияния неоднородности электрического поля на разрядное напряжение между электродами в слабонеоднородном поле. Исследование зависимости разрядного напряжения в воздухе от расстояния между электродами при различной форме электродов. Исследование влияния полярности электродов и влияния барьеров на пробивное напряжение воздушного промежутка острие-плоскость.

**Порядок выполнения работы:** Самостоятельно подготовиться по теоретическому материалу к занятию, при необходимости воспользоваться рекомендуемой литературой. На занятии получить допуск для выполнения работы. Для получения допуска необходимо ответить на вопросы о теоретической части работы, четко понимать ход выполнения работы, а также иметь представление о содержании отчета. Затем индивидуально или в группе (на усмотрение преподавателя) выполнить работу. К следующему занятию подготовить отчет в письменном или печатном виде. Работа считается сделанной, если при сдаче отчета студент может ответить на контрольные вопросы и дать комментарии о работе.

### **1. Основные теоретические положения**

#### **1.1. Разряд в слабонеоднородном поле**

Атмосферный воздух является самым распространенным диэлектрическим «материалом» для создания внешней изоляции энергетического оборудования и электрических аппаратов. Изолируемые электроды располагаются на определенных расстояниях друг от друга и от земли и укрепляются в заданном положении с помощью изоляторов. Разрядное напряжение воздушного промежутка зависит от конфигурации электрического поля между электродами и давления, температуры и влажности воздуха. В связи с этим знание процессов, сопровождающих нарушение электрической прочности воздуха, является весьма важным.

Электрические поля разделяют на однородные, слабонеоднородные и резконеоднородные (рис. 1). В однородном поле его напряженность постоянна вдоль силовых линий. Слабонеоднородным можно назвать поле, в котором напряженность изменяется вдоль силовых линий не более чем в 2-3 раза. При бóльших значениях изменения напряженности электрического поля имеем резконеоднородное поле. Степень неоднородности электрического поля между электродами характеризуется коэффициентом неоднородности  $K_n$ , который равен отношению максимальной напряженности  $E_{\text{макс}}$  к средней напряженности  $E_{\text{ср}}$  поля между электродами:

$$K_n = \frac{E_{\text{макс}}}{E_{\text{ср}}} . \quad (1)$$

Средняя напряженность есть отношение напряжения  $U$ , приложенного к электродам, к расстоянию между электродами  $S$ :

$$E_{\text{ср}} = \frac{U}{S} . \quad (2)$$

Максимальная напряженность зависит от формы, размеров электродов, способа их подключения и расстояния между ними.

Рассмотрим промежуток между двумя электродами в газе с однородным полем. Если в этом промежутке появился электрон, то, двигаясь к аноду, при достаточной напряженности электрического поля он может при столкновении ионизировать молекулу газа. В результате этого появляется новый свободный электрон, который вместе с начальным ионизирует новые молекулы, и число свободных электронов непрерывно нарастает. Процесс роста числа электронов, движущихся к аноду, получил название лавины электронов. Интенсивность размножения электронов в лавине количественно характеризуется коэффициентом ударной ионизации  $\alpha$ , численно равным числу ионизаций, производимых электронами на пути в 1 см по направлению электрического поля.

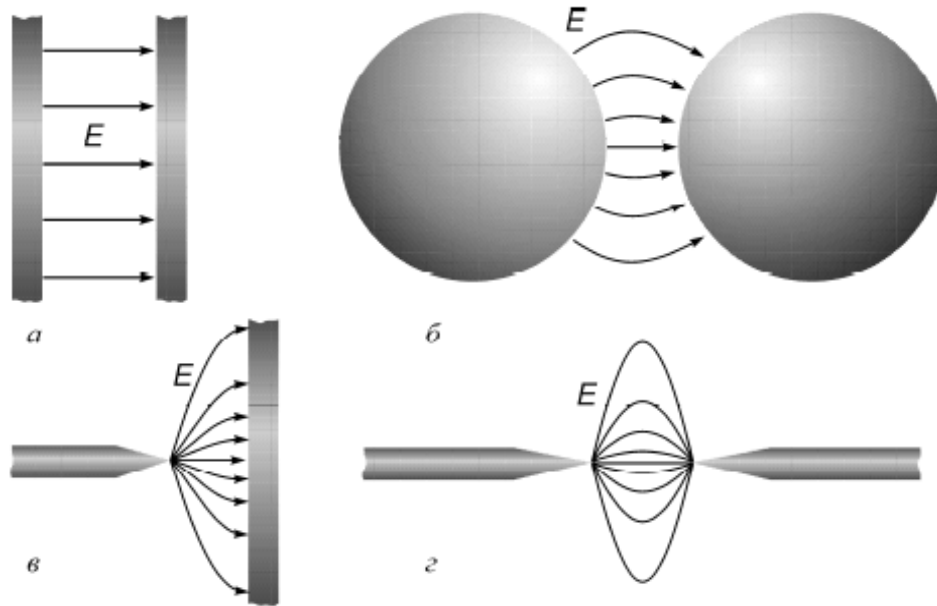


Рис. 1. Различные конфигурации электрического поля: а – однородное; б – слабонеоднородное; в, г – резконеоднородное

В однородном поле число электронов в лавине:

$$n = e^{\alpha x}, \quad (3)$$

где  $n$  – число электронов в лавине;  $x$  – расстояние, пройденное лавиной;  $\alpha$  – коэффициент ударной ионизации.

$$\alpha = \frac{0,2}{\delta} (E - 24.5\delta)^2, \quad (4)$$

где  $\delta$  – относительная плотность воздуха,

$$\delta = \frac{PT_0}{TP_0}, \quad (5)$$

где  $P$  и  $T$  – давление и температура в условиях опыта,  $P_0$  и  $T_0$  – нормальные атмосферные условия,  $P_0 = 760$  мм рт. ст.,  $T_0 = 293$  К.

Под действием внешних ионизаторов (космические частицы, радиоактивное излучение земли, ультрафиолетовое излучение солнца) в промежутке между электродами непрерывно возникают свободные первичные электроны, которые дают начало лавинам электронов. После достижения лавиной анода процесс может прекратиться, особенно при небольшой длине промежутка. Для поддержания лавинного процесса должен появиться хотя бы один вторичный эффективный электрон, вызывающий появление новых лавин. Такой электрон может образоваться вновь в результате действия внешнего ионизатора, в этом случае разряд называется несамостоятельным. Если же вторичный эффектив-

ный электрон возникает даже в отсутствие внешнего ионизатора, разряд называется самостоятельным. При самостоятельной форме разряда лавинный процесс возобновляется, поскольку сама первичная лавина создает условия для его возобновления:

1) оставшиеся после прохождения лавины положительные ионы, двигаясь к катоду, бомбардируют его и вызывают эмиссию электронов из катода;

2) возбужденные атомы и молекулы, образующиеся наряду с ионизацией, испускают фотоны, которые могут приводить как к фотоионизации в объеме промежутка, так и к фотоэмиссии электронов из катода.

Образующиеся таким образом вторичные электроны приведут снова к образованию лавин в разрядном промежутке.

Условие самостоятельности разряда в однородном поле можно записать

$$\gamma e^{\alpha S} \geq 1, \quad (6)$$

где  $S$  – расстояние между электродами;  $\gamma$  – коэффициент вторичной ионизации.

Напряжение, при котором в промежутке выполняется условие самостоятельности разряда, называют начальным напряжением. В процессе развития лавины непрерывно увеличивается число электронов и положительных ионов, при этом напряженность электрического поля на фронте лавины возрастает, а в хвосте лавины уменьшается (рис. 2). При прохождении лавиной некоторого критического пути  $x_{кр}$  напряженность в хвосте лавины уменьшается настолько, что становится невозможной ударная ионизация. Находящиеся в хвосте лавины отставшие электроны вместе с положительными ионами создают плазменное образование, дающее начало возникновению стримерного канала. В зависимости от условий стример может быть связан с электродом или не связан. Характерной его особенностью, в любом случае, является наличие избыточного заряда на конце, создающего местное усиление электрического поля и обеспечивающего непрерывное удлинение плазменного канала.

Критерием перехода лавины в стример является соизмеримость напряженности электрического поля, создаваемого лавиной электронов или положительными ионами в ее следе, и

напряженности внешнего поля, создаваемого приложенным между электродами напряжением.

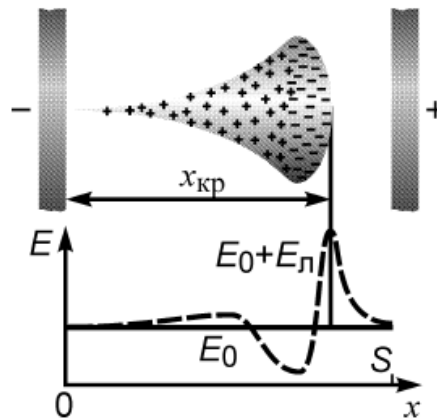


Рис. 2. Искажение электрического поля в промежутке между электродами, создаваемое лавиной:  $E_0$  – напряженность внешнего поля;  $E_л$  – напряженность поля, создаваемая лавиной

Ионизация прекращается ( $\alpha \leq 0$ ), если  $E \leq b\delta$  (для воздуха  $b = 24,5$  кВ/см).

Напряженность в хвосте лавины равна

$$E = E_0 - E_л, \quad (7)$$

где  $E_0$  – напряженность внешнего поля;  $E_л$  – напряженность, создаваемая лавиной.

Тогда критерий перехода лавины в стример запишется как

$$(E_0 - E_л) \leq b\delta \quad (8)$$

Напряженность  $E_л$  определяется по формуле

$$E_л = \frac{en}{4\pi\epsilon_0 r^2}, \quad (9)$$

где  $e$  – заряд электрона;  $n$  – число электронов в лавине;  $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$  Ф/м – электрическая постоянная;  $r$  – радиус лавины.

В однородном поле условие самостоятельности разряда выполняется при начальном напряжении, которое всегда совпадает со статистическим разрядным напряжением. В слабонеоднородных полях эффективный коэффициент ударной ионизации  $\alpha_{эфф} > 0$  практически по всей длине промежутка, поэтому при выполнении самостоятельности разряда промежутки пробиваются, и начальное напряжение также равно разрядному.



Типовым промежутком со слабонеоднородным полем является промежуток между двумя шарами, который получил широкое распространение в мировой практике как универсальный прибор для измерения амплитудных значений постоянного, переменного и импульсного напряжения. Установлено, что для соблюдения точности измерений в пределах  $\pm 3\%$  максимально допустимое значение отношения  $S/D$  ( $D$  – диаметр шара) при измерениях не должно превышать 0,5. В этом случае неоднородность поля невелика и в первом приближении его можно считать квазиоднородным ( $K_n \approx 1$ ). При увеличении расстояния между шарами ( $S/D > 0,5$ ) неоднородность поля (и соответственно  $K_n$ ) возрастает и заметно влияет на величину разрядного напряжения, что позволяет оценить коэффициент неоднородности электрического поля. Напряженность поля в этом случае имеет максимальное значение на поверхности электродов, а минимальное – в середине промежутка.

## **1.2. Разряды в воздухе при переменном напряжении**

Основным диэлектриком для создания внешней изоляции линий электропередачи и высоковольтного оборудования, работающего в открытых распределительных устройствах электрических станций и подстанций, является воздух при атмосферных условиях.

При нормальных атмосферных условиях электрическая прочность воздушных промежутков невелика и в однородном электрическом поле при нормальных условиях равна 30 кВ/см. Электрическое поле реальных изоляционных конструкций в большинстве случаев является неоднородным, и электрическая прочность воздушных промежутков значительно уменьшается. Это связано с особенностями развития разряда в неоднородных полях.

При приложении к воздушному промежутку высокого напряжения происходит эмиссия электронов из катода, их ускорение в электрическом поле и ионизация атомов и молекул воздуха, что приводит к появлению большого количества носителей зарядов в лавинах, которые преобразуются в стримеры. В результате этого при некоторой величине приложенного напряжения в

воздухе формируется плазменный разрядный канал, который перемыкает промежуток. Минимальное напряжение, при котором происходит полная потеря диэлектриком изолирующих свойств называется разрядным напряжением ( $U_p$ ).

В неоднородных и резконеоднородных полях ионизация начинается только в части промежутка с наибольшей напряженностью поля. Возникший в этих областях самостоятельный разряд называется коронным разрядом, а начальное напряжение – напряжением зажигания коронного разряда. В слабонеоднородных полях ( $K_H = E_{\max}/E_{cp} \leq 3$ ) коронный разряд неустойчив и быстро переходит в полный пробой промежутка. В таких полях напряжение зажигания коронного разряда близко или совпадает с  $U_p$ .

В резконеоднородных полях ( $K_H > 3$ ) ионизация и коронный разряд занимают незначительную часть промежутка вблизи электрода с меньшим радиусом, коронный разряд является устойчивым, и разрядное напряжение может быть существенно выше коронного. Возникновение стримерного коронного разряда сопровождается свечением области ионизации, потрескиванием и появлением запаха озона. Коронный разряд может иметь две формы – лавинную и стримерную. Лавинной называется такая форма разряда, при которой в промежутке развиваются лавины электронов. При этом напряженность поля зарядов каждой из лавин значительно меньше напряженности внешнего поля. Зона ионизации при большом числе лавин имеет более или менее однородную структуру, что приводит к выравниванию электрического поля в промежутке за счет образующегося объемного заряда, знак которого совпадает со знаком «острого» электрода. Число электронов в лавине, развивающейся от одного эффективного электрона, равно (3). Коэффициент ударной ионизации определяется (4), а относительная плотность воздуха (5).

При более интенсивной, стримерной форме разряда, кроме лавин электронов в промежутке развиваются стримерные каналы. Если поле зарядов лавины становится соизмеримым с внешним электрическим полем в промежутке, то лавины электронов преобразуются в стример. У головки стримера происходит интенсивная ионизация, обеспечивающая прорастание стримера вглубь промежутка. Коронный разряд, распространяющийся

только в части промежутка между электродами, еще не означает потерю электрической прочности, но приводит к значительным потерям энергии, коррозии провода, арматуры и изоляции, вызывает появление шума и радиопомех. Поэтому при работе высоковольтных установок интенсивность коронного разряда необходимо снижать.

Величина разрядного напряжения зависит от длины промежутка, размеров и формы электродов (рис. 3), способа их подключения, плотности и вида газа, полярности и частоты напряжения. Расчет разрядного напряжения для некоторых форм электродов в сантиметровых промежутках можно проводить по приближенным формулам.

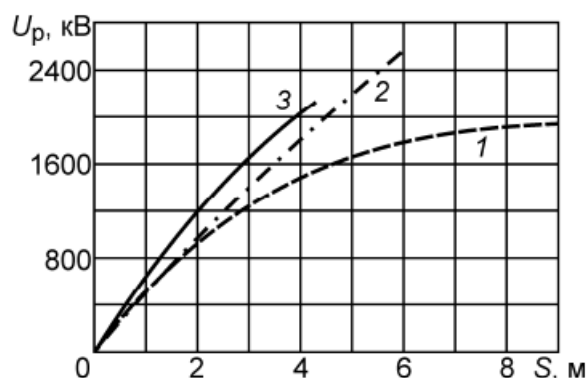


Рис. 3. Разрядные напряжения воздушных промежутков при переменном напряжении частотой 50 Гц: 1 – стержень-плоскость; 2 – стержень-стержень; 3 – провод-провод

Для электродной системы острие-плоскость:

$$U_p = (7 + 3,36S) \delta, \text{ кВ.} \quad (10)$$

Для электродной системы острие-острие:

$$U_p = (14 + 3,16S) \delta, \text{ кВ.} \quad (11)$$

Для электродной системы шар-шар:

$$U_p = \frac{27,2\delta S(1 + \frac{0,54}{\sqrt{R\delta}})}{0,25 \left[ \frac{S}{R} + 1 + \sqrt{(\frac{S}{R} + 1)^2 + 8} \right]}, \text{ кВ,} \quad (12)$$

где  $S$  – расстояние между электродами, см.

В реальных условиях изоляционные конструкции имеют самые разнообразные конфигурации и размеры, и как следствие, различные электрические поля. Поэтому исследование разрядных

напряжений и напряжений коронного разряда для различных форм электродных систем и разных межэлектродных расстояний представляет большой практический интерес. Для точного сопоставления результатов измерений, проведенных при различных условиях внешней среды (давление, температура и влажность воздуха),  $U_p$  корректируют, приводя к нормальным условиям.

### **1.3. Эффект полярности и влияние барьеров на электрическую прочность воздушных промежутков на постоянном напряжении**

Воздушная изоляция играет важную роль в различных высоковольтных конструкциях, поэтому оценка величин разрядных напряжений в воздушных промежутках имеет большое значение в создании высоковольтной изоляции. Разрядные напряжения при данном расстоянии между электродами зависят от степени неравномерности электрического поля, времени воздействия напряжения, полярности электродов, атмосферных условий и других факторов. В слабонеоднородных полях, где максимальный и средний градиенты мало отличаются друг от друга, влияние полярности невелико. В резконеоднородном поле коронное напряжение намного ниже разрядного, полярность при несимметричных электродах существенно влияет на величину разрядного напряжения. В промежутке острие – плоскость формирование разряда зависит от полярности острия.

При положительной полярности острия имеющиеся в промежутке электроны, двигаясь к острию в область сильного поля, совершают ударную ионизацию и образуют лавину электронов. Когда лавина доходит до острия, электроны лавины нейтрализуются на аноде, а положительные ионы вследствие малой скорости движения остаются у острия и создают положительный объемный заряд, который обладает собственным электрическим полем. Взаимодействуя с внешним полем в промежутке, положительный объемный заряд ослабляет поле вблизи острия и усиливает его во внешнем пространстве (рис. 4).

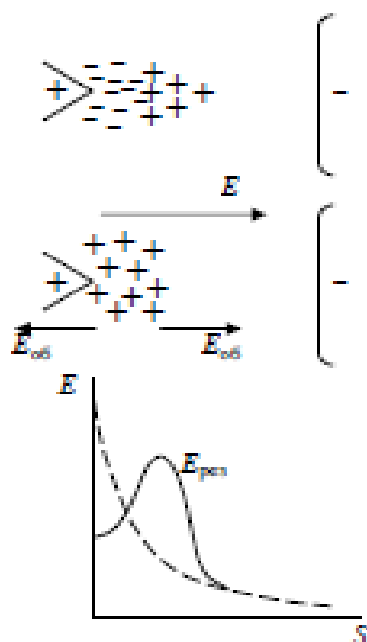


Рис. 4. Образование анодного стримера:  $E$  – напряженность внешнего поля;  $E_{об}$  – напряженность объемного положительного заряда;  $E_{рез}$  – результирующая напряженность в промежутке после ионизации

Если напряжение между электродами достаточно велико, то возникает лавина электронов справа от объемного заряда, электроны которой, смешиваясь с положительными ионами объемного заряда, создают анодный стример, заполненный плазмой. Положительные заряды этой лавины будут располагаться на головке стримера и создавать область повышенной напряженности во внешнем пространстве. Наличие области сильного поля обеспечивает образование новых лавин, электроны которых втягиваются в канал стримера, постепенно удлиняя его. Стример прорастает к катоду, вызывая пробой промежутка при сравнительно малой величине разрядного напряжения.

При отрицательной полярности острия электрическое поле непосредственно у острия приводит к эмиссии электронов с катода, которые сразу попадают в сильное поле и производят ударную ионизацию, образуя большое число лавин. Электроны лавин, перемещаясь в слабое поле у анода, теряют скорость, захватываются нейтральными молекулами, становятся отрицательными ионами, рассеянными в пространстве.

Положительные ионы лавин образуют объемный заряд у острия, который, взаимодействуя с внешним полем, будет увеличивать напряженность непосредственно у острия и уменьшать во внешнем пространстве (рис. 5). Усиленное поле у острия приводит к усилению эмиссии электронов с поверхности катода, которые, смешиваясь с положительным объемным зарядом, образуют у катода катодный стример. Следовательно, коронный разряд у катода загорается при напряжении несколько меньшем, чем при положительной полярности острия.

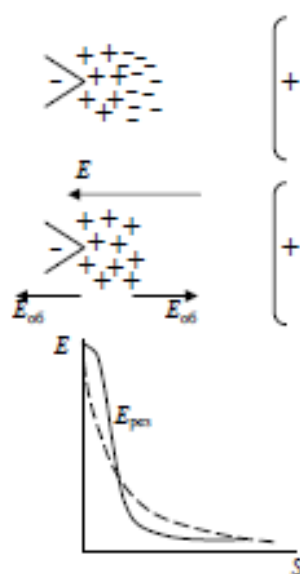


Рис. 5. Образование катодного стримера:  $E$  – напряженность внешнего поля;  $E_{об}$  – напряженность объемного положительного заряда;  $E_{рез}$  – результирующая напряженность в промежутке после ионизации

Вследствие большого числа начальных лавин у катода плазменный канал здесь представляет собой узкий слой высокой напряженности поля, где осуществляется лавинный процесс и рождаются электроны, выносимые во внешнее пространство.

Уменьшение напряженности электрического поля во внешнем пространстве приводит к тому, что для дальнейшей ионизации в этой части промежутка необходимо значительно увеличить разность потенциалов между электродами.

При дальнейшем увеличении напряжения происходит ионизация справа от плазменного слоя, большое число образующихся

лавин приводит к удлинению стримера. Средняя скорость продвижения катодного стримера меньше, чем анодного.

В силу рассмотренных выше особенностей развитие стримера при отрицательном острие происходит с большими трудностями, поэтому разрядное напряжение при отрицательной полярности острья больше, чем при положительной полярности (в 2-2,5 раза).

На практике увеличение разрядных напряжений изоляционных промежутков достигается помещением в промежуток барьеров из твердого диэлектрика (электрокартон, гетинакс и др.). При положительном острие положительные ионы оседают на барьер и растекаются по его поверхности тем равномернее, чем дальше от острья расположен барьер. Это приводит к более равномерному распределению напряженности в промежутке между барьером и плоскостью и, следовательно, к значительному увеличению разрядного напряжения (рис. 6).

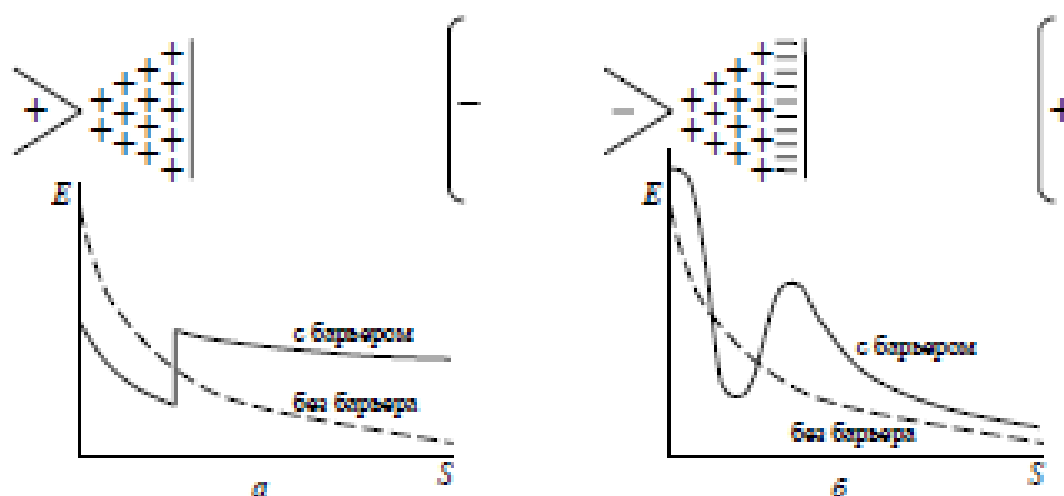


Рис. 6. Распределение напряженности поля в промежутке при наличии барьера: а – положительная полярность острья; б – отрицательная полярность острья

При отрицательной полярности острья электроны, двигаясь от острья, попадают на барьер, теряют скорость, и большинство из них становятся отрицательными ионами. На барьере в этом случае появляется концентрированный отрицательный заряд, увеличивающий напряженность поля не только между положи-

тельным объемным зарядом у острия и барьером, но и во внешнем пространстве. Степень влияния отрицательного концентрированного заряда будет тем больше, чем дальше от острия установлен барьер.

Поэтому при отрицательной полярности острия увеличение разрядного напряжения в промежутке при наличии барьера будет незначительным, а если барьер установлен ближе к плоскости, то разрядное напряжение будет даже меньше, чем в промежутке без барьера. При расположении барьера в средней части промежутка разрядные напряжения при отрицательной и положительной полярностях близки.

Таким образом, барьеры в промежутке устанавливаются на таком оптимальном расстоянии от острия, при котором разрядные напряжения максимальны (0,15-0,3) длины промежутка между электродами). Причем при положительной полярности острия разрядное напряжение может увеличиться в 2-2,5 раза по сравнению с промежутком без барьера, а при отрицательной полярности коронирующего электрода – в 1,2-1,3 раза.

Если могут коронировать оба электрода разрядного промежутка, то барьеры устанавливаются вблизи обоих электродов.

При расположении барьера в непосредственной близости от положительного острия роль его уменьшается вследствие резкой неравномерности распределения зарядов на барьере. Напряженность поля оказывается достаточной для того, чтобы ионизационные процессы проходили по другую сторону барьера.

Упрочняющий эффект барьеров имеет место при постоянном, переменном и импульсном напряжениях. Однако при импульсных напряжениях барьерный эффект выражен слабее, так как барьер не успевает за короткое время зарядиться.

Барьеры широко используются в высоковольтных конструкциях, работающих как в воздухе, так и в масле (высоковольтные вводы, трансформаторы и др.).

## **2. Методические указания**

### **2.1. Разряд в слабонеоднородном поле**

1. Ознакомиться с устройством испытательной установки.



2. Установить в держатели электродов шары диаметром  $D = N$  см (шары выдает преподаватель).

3. Между шарами поочередно устанавливаются расстояния  $S$  (1-5 см), включается установка и плавно увеличивается напряжение до тех пор, пока не произойдет разряд в промежутке. В этот момент фиксировать разрядное напряжение  $U$ . Для каждого расстояния  $S$  провести три измерения и результаты занести в табл. 1. Рассчитать среднее значение разрядного напряжения  $U_{\text{ср}}$  для каждого расстояния  $S$ . Во время измерений по п. 3 необходимо выполнять условие  $S/D < 0,5$ , чтобы поле между шарами оставалось квазиоднородным. Тогда, при некотором допущении, можно принять, что

$$E_{\text{макс}} \cong E_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{ср}}}{S}.$$

4. В испытательной установке заменить шары диаметром  $N$  см на шары диаметром  $D1 = N1$  см. Установить расстояние между шарами на 1-3 см больше величины  $S$  в первом опыте п. 3. Включить установку и плавно увеличить напряжение до значения  $U_{\text{ср}}$ , рассчитанного для первого опыта п. 3, а затем сближать шары до получения между ними разряда. Измерить длину разрядного промежутка  $S1$ . Измерения повторять три раза для каждого из расстояний  $S$  п. 3.

Таблица 1

## Результаты измерений

S, см	D = N см					D1=N1 см					
	U, кВ			U <sub>ср</sub> , кВ	E <sub>макс</sub> , кВ/см	S1, см			S1 <sub>ср</sub> , см	E <sub>ср</sub> , кВ/см	K <sub>н</sub>
	1	2	3			1	2	3			
1											
2											
3											
4											
5											

5. Рассчитать среднее значение расстояния  $S1_{\text{ср}}$  для каждого разрядного напряжения  $U_{\text{ср}}$ . Учитывая, что  $E_{\text{ср}} = U_{\text{ср}}/S1_{\text{ср}}$ , определить коэффициент неоднородности электрического поля  $K_{\text{н}} = E_{\text{макс}}/E_{\text{ср}}$ . Результаты измерений занести в табл. 1. Построить

на одном графике зависимости  $U = f(S)$ ,  $U = f(S_1)$ . Построить зависимости  $K_H = f(S_1)$ .

## 2.2. Разряды в воздухе при переменном напряжении

1. Установить в держателях электроды острие-плоскость.
2. При плавном повышении напряжения для различных расстояний  $S$  между электродами зафиксировать пробивное напряжение  $U_p$ . Для каждого расстояния  $S$  провести не менее трех измерений, результаты занести в табл. 1. Рассчитать средние значения разрядного напряжения  $U_{cp}$  и напряженности поля  $E_{cp}$  для каждого расстояния  $S$ .
3. Провести измерения по п. 2 для электродов острие-острие, шар-шар.
4. Рассчитать разрядные напряжения и напряженность поля для электродов острие – плоскость, острие – острие, шар – шар.
5. По опытным и расчетным данным построить зависимости  $U_p = f(S)$  для различных электродных систем. По опытным и расчетным данным построить зависимости  $E_{cp} = f(S)$ . Объяснить зависимости  $U_p = f(S)$  и  $E_{cp} = f(S)$ . Объяснить расхождение между опытными и расчетными данными.

Таблица 2

### Результаты измерений

Форма электродов	S, см	Экспериментальные данные				Результаты измерений		
		$U_p$ , кВ			$U_{p\text{ ср}}$ , кВ	$E_{cp}$ , кВ/см	$U_p$ , Кв	$E_{cp}$ , кВ/см
		1	2	3				
Острие-плоскость								
Острие-острие								
Шар-шар								

## 3. Требование к содержанию отчета

Отчет должен содержать:

- наименование и цель работы;
- необходимые теоретические положения;

- таблицы измерений и расчетов;
- построенные графики;
- выводы.

#### **4. Контрольные вопросы**

1. Что такое коэффициент неоднородности электрического поля?
2. Что называется лавиной электронов?
3. В чем заключается условие самостоятельности разряда в газах?
4. Что называется коэффициентом ударной ионизации?
5. Почему при измерении напряжения используются электроды шар-шар, а не плоскость-плоскость?
6. Для каких целей вводится поправка на относительную плотность воздуха?
7. Почему в однородном поле отсутствует коронная форма разряда?
8. Какие параметры электродной системы влияют на максимальную и среднюю напряженность электрического поля?
9. Как классифицируется и чем определяется степень неоднородности электрического поля?
10. От каких факторов зависят разрядные напряжения промежутков?
11. В каких промежутках полярность электродов влияет на величину разрядного напряжения?
12. Как можно увеличить разрядные напряжения изоляционных промежутков?
13. Из какого материала выполняется барьер?
14. На каком оптимальном расстоянии от острия устанавливается барьер в межэлектродном промежутке?

## **Тема № 2. «Профилактические испытания изоляции трансформатора»**

**Цель работы:** знакомство с методами профилактических испытаний и приборами для испытаний изоляции высоковольтного трансформатора.

**Порядок выполнения работы:** Самостоятельно подготовиться по теоретическому материалу к занятию, при необходимости воспользоваться рекомендуемой литературой. На занятии получить допуск для выполнения работы. Для получения допуска необходимо ответить на вопросы о теоретической части работы, четко понимать ход выполнения работы, а также иметь представление о содержании отчета. Затем индивидуально или в группе (на усмотрение преподавателя) выполнить работу. К следующему занятию подготовить отчет в письменном или печатном виде. Работа считается сделанной, если при сдаче отчета студент может ответить на контрольные вопросы и дать комментарии о работе.

### **1. Основные теоретические положения**

#### **1.1. Общие сведения**

В процессе эксплуатации в изоляции электрических аппаратов возникают дефекты (увлажнение, загрязнение, возникновение трещин, воздушных включений и т.д.), постепенно приводящие к необратимому ухудшению свойств и характеристик изоляции, т.е. к старению изоляции.

Старение электрической изоляции может быть разделено на следующие четыре категории:

– Химическое – изменение химических свойств и структуры материала, образование новых продуктов под действием влаги, кислорода, озона и т.п.

– Термическое – изменение свойств материала под действием высоких температур, а также вследствие местных перегревов диэлектрическими потерями;

– Механическое – потеря механической прочности под действием ударов, гололеда, динамических усилий при коротких замыканиях;

– Электрическое – уменьшение электрической прочности под действием длительно приложенного рабочего напряжения, а также от атмосферных и внутренних перенапряжений.

Процесс образования дефектов и разрушения изоляции протекает вначале весьма медленно, но на последних стадиях имеет скачкообразный характер и заканчивается пробоем изоляции.

Для характеристики состояния изоляции составляется схема замещения; отклонение в величинах тех или иных элементов схемы позволяет определить характер возникающих в изоляции дефектов при помощи различных методов профилактических испытаний. Элементарная схема замещения изоляции приведена на рис. 1. Она состоит из четырех ветвей, определяющих основные характеристики изоляции.

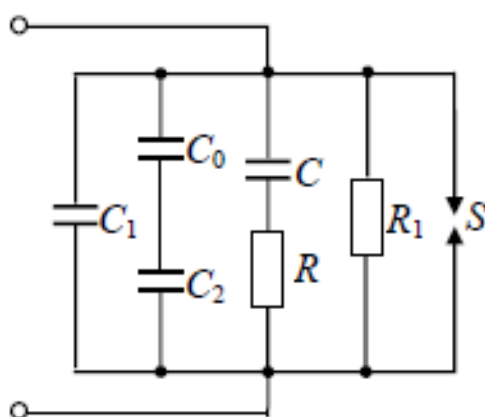


Рис. 1. Схема замещения изоляции

1.  $C_1$ - $C_0$ - $C_2$  – ветвь, определяющая емкость изоляции при наличии частичных разрядов;  $C_0$  – емкость воздушного включения;  $C_2$  – емкость той части изоляции, которая пересекается силовыми линиями, проходящими через воздушное включение;  $C_1$  – емкость остальной части изоляции.

2.  $C$ - $R$  – ветвь, характеризующая степень неоднородности изоляции, наличие расслоений, увлажнений, загрязнений и т.д. Эта ветвь определяет начальное значение и постоянную времени

спадания тока абсорбции, а также диэлектрические потери в изоляции.

3.  $R_1$  – ветвь, определяющая сопротивление изоляции постоянному току сквозной проводимости.

4.  $S$  – ветвь, определяющая разрядное напряжение изоляции.

При приложении напряжения электрического поля в изоляции происходят процессы поляризации, обусловленные смещением электрических зарядов к электродам противоположных знаков. В результате этих процессов на поверхности накапливаются заряды разных знаков.

Ток, возникающий при накоплении зарядов до момента установления равновесного (установившегося) состояния, называется током абсорбции (рис. 2).

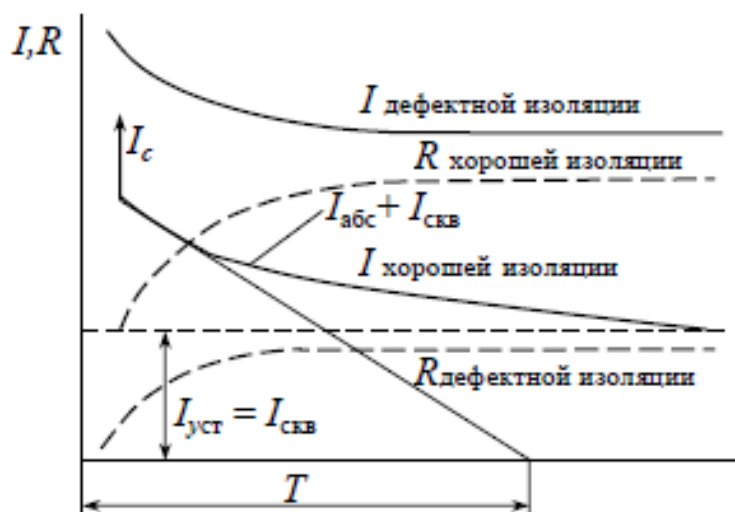


Рис. 2. Зависимость тока и сопротивления изоляции от времени приложения напряжения

Этот ток, обусловленный переходным процессом, изменяется во времени по закону

$$I_{абс} = \frac{U}{R} e^{-\frac{t}{T}}, \quad (1)$$

где  $T$  – постоянная времени ветви  $C$ - $R$ .

Помимо тока смещения  $I_c$ , протекающего в изоляции в начальный момент после включения постоянного напряжения, и тока абсорбции  $I_{абс}$ , в изоляции протекает ток сквозной проводимости.

мости  $I_{\text{СКВ}}$  (ток установившегося режима), обусловленный перемещением имеющих в диэлектрике свободных зарядов

$$I_{\text{СКВ}} = \frac{U}{R}. \quad (2)$$

Этот ток имеет очень малую величину по сравнению с токами смещения и абсорбции.

Задачей профилактических испытаний изоляции является обнаружение и оценка степени развития дефектов в изоляции, возникающих в процессе эксплуатации оборудования. Своевременное проведение профилактических испытаний позволяет выявить различные дефекты в начальной стадии их развития, с помощью комплекса профилактических мероприятий устранить их или прекратить дальнейшее их развитие.

## 1.2. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Сопротивление изоляции между обмотками, а также сопротивление изоляции отдельных обмоток относительно земли является одним из важнейших показателей качества изоляции трансформатора.

Сопротивлением изоляции  $R_{\text{из}}$  называется отношение приложенного напряжения к данному участку изоляции постоянного напряжения  $U$  к протекающему при этом току  $I$ :

$$R_{\text{из}} = \frac{U}{I}. \quad (3)$$

Из рис. 2 видно, что ток со временем уменьшается и затем принимает установившееся значение. В практике профилактических испытаний принято сопротивление изоляции оценивать по напряжению и току, протекающему по изоляции спустя 1 мин от момента приложения напряжения. При этом ток еще не достигает установившегося значения.

Резкое уменьшение сопротивления изоляции или возрастание тока проводимости наблюдается только лишь при возрастании проводимости изоляции между электродами, т.е. метод позволяет определить распределенные дефекты, например, общее увлажнение изоляции, загрязнение поверхности, наличие сквозных проводящих каналов и т.п. С ростом температуры сопротивление изоляции уменьшается, как это видно из табл. 1.

Таблица 1

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток трансформатора, Мом

Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Температура обмотки, °С			
	10	20	30	40
до 10 кВ	2150	1000	570	240
35 кВ	3250	1700	810	450

Измерение сопротивления изоляции обмоток производят по схемам (рис. 3) с помощью мегаомметров типа МС-05, М-1101, МОМ-5 и др. С помощью мегаомметра можно также обнаружить недоброкачественную пайку, плохие контакты, обрыв провода в обмотке (прибор показывает резкое возрастание сопротивления).

Измеренное значение  $R_{из}$  сравнивают с данными табл. 1, на основании чего можно сделать вывод о качестве изоляции.

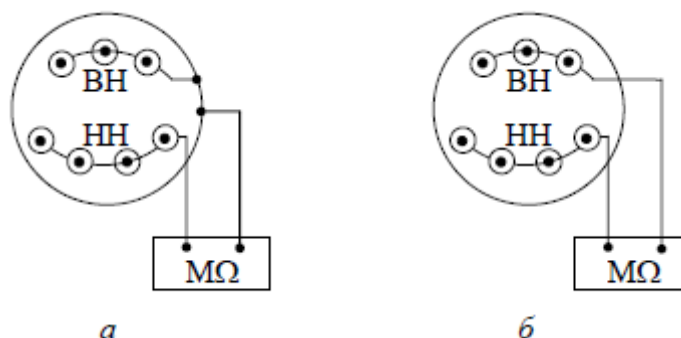


Рис. 3. Схема измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора: а – относительно корпуса; б – между обмотками

### 1.3. Определение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ )

Величина  $\text{tg}\delta$ , определяющая диэлектрические потери в изоляции на переменном напряжении, является одной из самых распространенных характеристик, значение которой используется как для оценки качества электроизоляционного материала, так и для оценки состояния изоляционного изделия. Для реально используемых изоляционных конструкций величина  $\text{tg}\delta$  в большин-



стве случаев позволяет сделать вывод о причинах ухудшения изоляции из-за ее общего увлажнения или загрязнения.

При приложении к изоляции напряжения по ветвям  $C-R$  и  $R_1$  протекает абсорбционный ток и ток сквозной проводимости, вызывающие разогрев изоляции. Энергия, затрачиваемая на нагрев, получила название диэлектрических потерь. Полный ток  $I$ , протекающий через изоляцию, сдвинут по отношению к напряжению на угол  $\phi$  и раскладывается на активную  $I_a$  и реактивную  $I_c$  составляющие (рис. 4).

Тангенс угла диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$  представляет собой отношение активной составляющей тока к реактивной составляющей

$$\text{tg } \delta = \frac{I_a}{I_c}. \quad (4)$$

Мощность потерь энергии в изоляции равна

$$P = U \cdot I_a = U \cdot I_c \cdot \text{tg } \delta. \quad (5)$$

Появление в изоляции дефекта вызывает уменьшение его сопротивления и, следовательно, увеличение активного тока, реактивный ток ( $I_c$ ) при этом почти не изменяется. Это вызовет увеличение  $\text{tg } \delta$  (рис. 4).

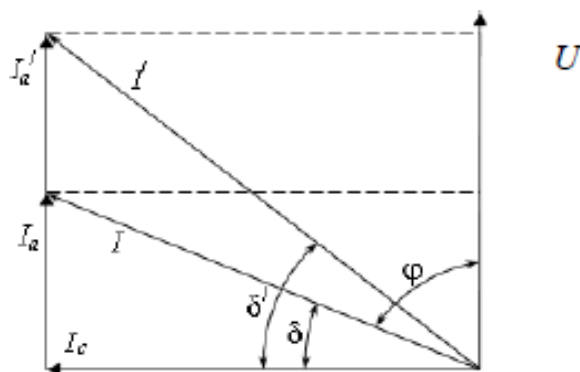


Рис. 4. Векторная диаграмма токов через диэлектрик с потерями

Поскольку диэлектрические потери в изоляции зависят от геометрических размеров, то принято измерять не сами потери, а тангенс угла диэлектрических потерь, т.к.  $\text{tg } \delta$  — это характеристика материала, не зависящая от размеров объекта, и ее можно

измерить непосредственно прибором. При этом  $\operatorname{tg} \delta$  выражается в относительных единицах или в  $m$  процентах.

Для измерения  $\operatorname{tg} \delta$  применяются мосты переменного тока типа МД-16, Р-507, Р-521, Р-595, Р-5026 и др. Диэлектрические потери в изоляции обмоток трансформатора измеряют между каждой обмоткой и корпусом при заземленных свободных обмотках. Измеренные диэлектрические потери составляют сумму диэлектрических потерь твердой изоляции и масла. Допустимые значения  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции обмоток трансформатора в эксплуатации приведены в табл. 2.

Таблица 2

$\operatorname{tg} \delta = f(T, ^\circ\text{C}), \%$						
Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Температура обмотки, $^\circ\text{C}$					
	10	20	30	40	50	60
35 кВ и ниже	2,5	3,5	5,5	8,0	11,0	15,0

#### 1.4. Определение относительной влажности изоляции

Увлажненность изоляции исследуют путем измерения емкости обмоток на двух частотах при неизменной температуре 10–20  $^\circ\text{C}$  (метод «емкость-частота»).

Емкость объекта при неизменных температуре и частоте приложенного напряжения есть величина постоянная. При увеличении частоты емкость уменьшается. Эта зависимость является следствием процессов медленной поляризации.

При переменном напряжении процесс накопления зарядов ограничен длительностью одного полупериода напряжения. Чем выше частота, тем в меньшей степени успевают развиваться процессы поляризации, тем меньше емкость. Появление больших по объему и хорошо проводящих включений, шунтирование или пробой изоляции увеличивают разность емкостей при низких и высоких частотах.

Большое влияние на зависимость емкости от частоты оказывает увлажненность изоляции. Чем больше увлажнена изоляция, тем быстрее протекают процессы поляризации, тем больше ем-

кость изоляции. Изменение емкости для увлажненной изоляции с ростом частоты носит круто падающий характер (рис. 5, кривая 2).

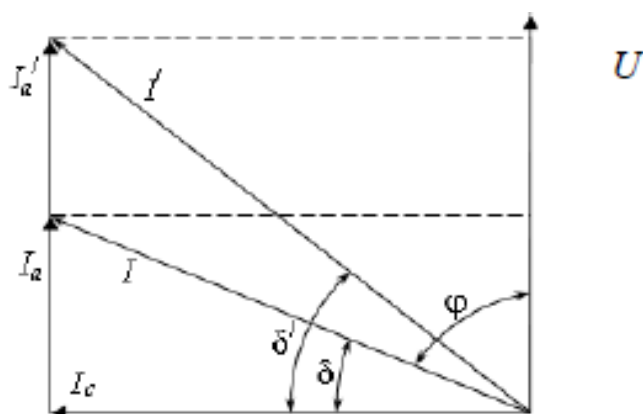


Рис. 5. Зависимость емкости изоляции от частоты: 1 – сухая изоляция; 2 – увлажненная изоляция

В сухой изоляции поляризация протекает медленнее, длительность процессов больше полупериода приложенного напряжения. Поэтому у сухой изоляции емкость меньше, чем у влажной во всем диапазоне частот, а характер изменения ее от частоты носит более плавный характер (рис. 5, кривая 1).

Указанные дефекты приводят к тому, что отношение емкостей увлажненной изоляции при двух разных частотах существенно больше, чем у сухой изоляции, на чем и основан принцип оценки степени увлажненности изоляции.

ГОСТом предусмотрено проведение измерений при двух частотах: 2 Гц и 50 Гц.

Для волокнистых органических материалов степень увлажнения является недопустимой (опасной), если отношение величин емкости изоляции при вышеуказанных частотах

$$\frac{C_2}{C_{50}} \geq 1,2 - 1,3.$$

Схема прибора контроля изоляции по методу «емкость-частота» представлена на рис. 6 (прибор типа ПКВ-7, ПКВ-13).

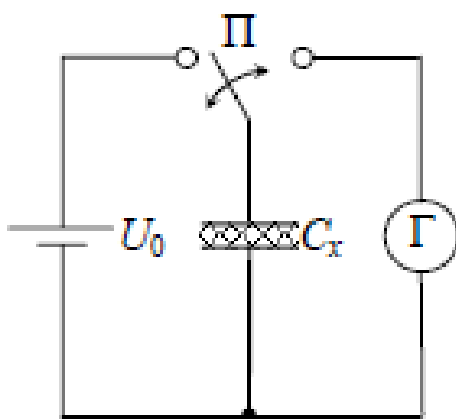


Рис. 6. Упрощенная схема прибора контроля влажности изоляции по методу «емкость–частота»

С помощью переключателя П образец  $C_x$  периодически подключается к источнику постоянного напряжения  $U_0$  ( $C_x$  заряжается), а затем к цепи с гальванометром Г ( $C_x$  разряжается).

Ток  $I$ , протекающий в разрядной цепи через гальванометр, пропорционален емкости образца при заданной частоте, т.е.  $I_f = U_0 \cdot C_f \cdot \omega$ .

Тогда отношение емкостей при заданных частотах переключателя

$$\frac{C_2}{C_{50}} = \frac{50}{2} \frac{I_2}{I_{50}}. \quad (6)$$

Измерение емкости производят при помощи приборов контроля влажности типа ПКВ-13, ПКВ-7 (рис. 7).

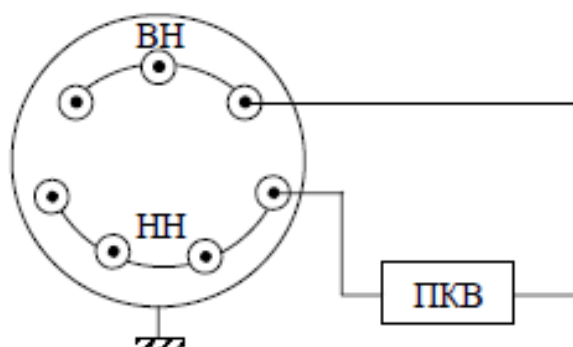


Рис. 7. Схема измерения увлажненности изоляции обмоток трансформатора

## 1.5. Испытание пробы масла

Отбор масла из трансформатора и его испытание позволяет оценить состояние самого масла и в некоторой степени состояние остальной изоляции, находящейся в масле.

Трансформаторное масло, находясь в соприкосновении с окружающим воздухом, активно поглощает из него влагу и окисляется кислородом и озоном, что уменьшает его электрическую прочность. Кроме того, влага в масле легко переходит в гигроскопические материалы изоляции (бумажная и картонная изоляция), снижая ее электрическую прочность.

Для испытания масла на пробой используют специальные аппараты типа АИИ-70, АМИ-90.

Аппарат АИИ-70 имеет фарфоровый сосуд емкостью 0,5 л. В нем укреплены латунные электроды диаметром 25 мм на расстоянии друг от друга 2,5 мм. Уровень залитого в сосуд масла должен быть не меньше, чем на 15 мм выше верхнего края электрода.

Пробой отмечается по образованию в масле между электродами сплошной искры и по спаданию до нуля стрелки вольтметра. Затем напряжение снижают и дают маслу отстояться в течение 1 мин. Такие пробои делают 5 раз и затем берут среднее арифметическое значение пробивного напряжения.

Электрическая прочность трансформаторного масла, заливаемого в электрооборудование, определяется классом номинального напряжения: при  $U_n = 15$  кВ и ниже  $U_{пр} = 25$  кВ, при  $U_n = 15-35$  кВ –  $U_{пр} = 30$  кВ, при  $U_n = 60 \div 220$  кВ –  $U_{пр} = 40$  кВ, при  $U_n = 330$  кВ –  $U_{пр} = 50$  кВ.

## 2. Ход выполнения работы

1. Прочитать справку о программе виртуальной лабораторной работы.

2. Провести испытание трансформаторного масла на пробой:

2.1. Выбрать трансформаторное масло из выпадающего меню программы («диэлектрик») и вид испытания.

2.2. Увеличить напряжение до пробивного значения и занести его величину в табл. 1.

2.3. Провести шесть пробоев масла, данные занести в табл. 3.

2.4. Определить среднее значение пробивного напряжения, не учитывая значение напряжения при первом пробое. Среднее значение напряжения и принимается в качестве «пробивного».

2.5. Рассчитать электрическую прочность масла по среднему значению пробивного напряжения.

Таблица 3

Испытание трансформаторного масла на пробой

Упр1, кВ	Упр2, кВ	Упр3, кВ	Упр4, кВ	Упр5, кВ	Упр6, кВ	Упр ср, кВ	Епр, кВ/мм

### 3. Требования к содержанию отчета

Отчет должен содержать:

- наименование и цель работы;
- необходимые теоретические положения;
- таблицы измерений и расчетов;
- выводы.

### 4. Контрольные вопросы

1. В чем суть профилактических испытаний изоляции?
2. Какие мероприятия необходимо провести после того, как изоляция забракована по одному или нескольким показателям качества?
3. Какое влияние могут оказать воздушные включения на сопротивление и  $\text{tg } \delta$  изоляции?
4. Как изменится  $\text{tg } \delta$  при увлажнении изоляции? Дать объяснения.
5. Объяснить увеличение емкости изоляции при ее увлажнении.
6. С какой целью производится испытание изоляции электрооборудования высоким напряжением?

### **Тема № 3. «Испытания силового кабеля высокого напряжения»**

**Цель работы:** Изучить назначение, конструкцию силового кабеля высокого напряжения, ознакомиться с методом испытания кабеля при помощи АИИ-70.

**Порядок выполнения работы:** Самостоятельно ознакомиться с теоретическими положениями, подготовить ответы на контрольные вопросы. Занятия проходят в интерактивной форме с решением технологических ситуаций, а также могут проходить в виде устного опроса по теоретическим положениям.

#### **1. Основные теоретические положения**

##### **1.1. Силовые кабели высокого напряжения**

К этому классу относятся кабели на напряжение 110, (150), 220, (380) и 500 кВ применительно к номинальным напряжениям систем электропередачи, принятых в России и странах СНГ. Напряжения 150 и 380 кВ используются в отдельных случаях.

Кабели предназначены для передачи крупных мощностей электроэнергии (60–620 МВ·А) на указанных напряжениях. Области применения кабелей следующие:

- глубокие вводы к центрам потребления электроэнергии в условиях крупных городов (применяются кабели на напряжение 110–220 кВ для питания районных городских подстанций);
- выводы мощности с крупных гидро- и тепловых электростанции преимущественно при напряжениях 220 и 500 кВ;
- питание энергоемких производственных комплексов (автозаводы, металлургические и химические предприятия).

К электрической изоляции кабелей высокого напряжения предъявляются высокие требования в части электрической прочности, высокой надежности в течение длительных сроков службы (35 и более лет). Напряженности электрического поля в изоляции таких кабелей составляют от 7 до 15 кВ/мм, т.е. являются наиболее высокими по сравнению с напряженностями поля в любых электротехнических аппаратах и устройствах. Напряженность

электрического поля является одним из главных параметров, обеспечивающих приемлемые конструктивные размеры (диаметры) кабелей. Высокие рабочие напряженности электрического поля ставят серьезные научно-технические проблемы с точки зрения обеспечения высокого ресурса работы кабелей. Эти проблемы успешно решены для двух видов электрической изоляции кабелей: бумажно-пропитанной, работающей под избыточным давлением масла (маслонаполненные кабели – МНК) и из сшитого ПЭ с применением соответствующих технологий, обеспечивающих чистоту и требуемое качество изоляции.

В конструкциях и технологии изготовления МНК приняты меры для обеспечения надежной работы изоляции при высоких напряженностях электрического поля:

- изоляция кабеля в процессе эксплуатации находится под постоянным избыточным давлением изоляционного масла для предотвращения частичных разрядов в структуре изоляции;
- технология изготовления кабеля предусматривает тщательную термовакуумную обработку изоляции и масла для обеспечения минимальных диэлектрических потерь в изоляции, которые определяют высокий ресурс работы кабеля.

На рис. 1 приведена конструкция МНК низкого давления, а на рис. 2 – МНК высокого давления в стальной трубе.

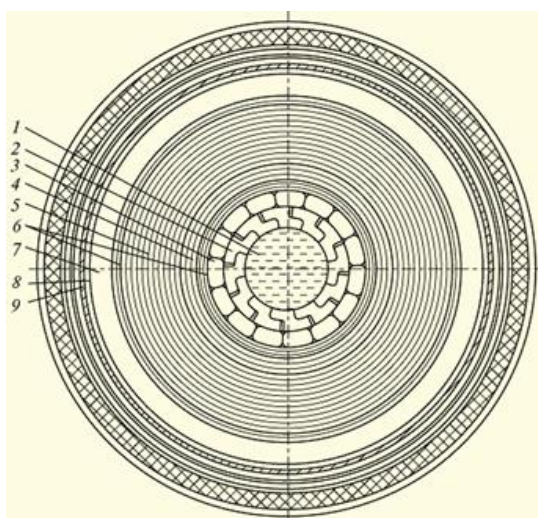
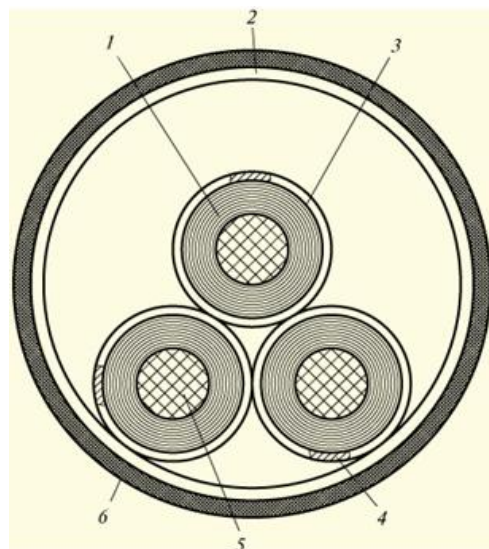


Рис. 1. Конструкция маслонаполненного кабеля низкого давления на напряжение 110 кВ: 1 – канал для циркуляции масла, 2 – Z-образные проволоки токопроводящей жилы, 3 – сегментные проволоки жилы, 4 – слой изоляции из уплотненной бумаги, 5 – слой изоляции из неуплотненной бумаги, 6 – экран из электропроводящей бумаги, 7 – свинцовая оболочка, 8 – упрочняющие ленты, 9 – защитные покровы



Рис. 2. Конструкция маслонаполненного кабеля высокого давления в стальной трубе: 1 – бумажная изоляция, пропитанная маслом, 2 – стальная труба, 3 – экран из медной ленты, 4 – медная проволока скольжения, 5 – токопроводящая жила, 6 – антикоррозионное покрытие



Кабели высокого напряжения со сшитой ПЭ-изоляцией имеют ряд важных преимуществ в эксплуатации по сравнению с МНК:

- не требуют систем подпитки маслом и сигнализации давления, что снижает трудоемкость обслуживания и капитальные затраты на сооружение кабельных линий;
- позволяют осуществлять прокладку без ограничения разностей уровней на трассе;
- снижают трудоемкость монтажных работ при сооружении кабельных линий;
- экологически безопасны (отсутствует утечка масла в грунт, что наблюдается при эксплуатации МНК);
- имеют повышенную нагрузочную способность и стойкость к токам короткого замыкания за счет более высокой теплоустойчивости изоляции из сшитого ПЭ по сравнению с пропитанной бумагой.

Напряженность электрического поля в пластмассовой изоляции находится на уровне напряженности в бумажно-пропитанной изоляции и составляет от 6 до 15 кВ/мм в зависимости от номинального напряжения кабелей. Типовая конструкция кабеля высокого напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ показана на рис. 3.

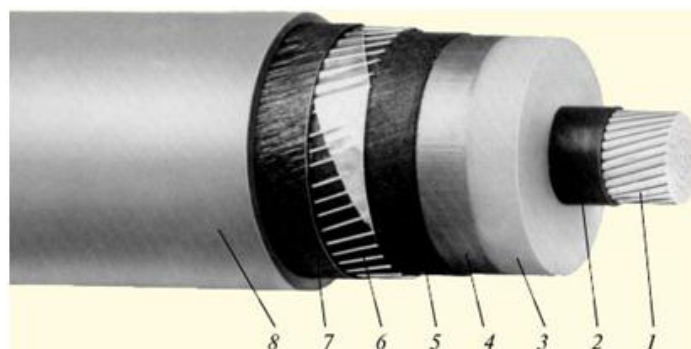


Рис. 3. Конструкция силового кабеля высокого напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ: 1 – токопроводящая жила, 2 – экран по токопроводящей жиле, 3 – изоляция, 4 – экран по изоляции, 5, 7 – водонабухающие ленты, 6 – проволочный экран, 8 – наружная оболочка.

## 1.2. Силовые кабели на высокое постоянное напряжение

Несмотря на все достоинства кабелей переменного напряжения, имеется по крайней мере одна область, где их использование практически невозможно, а именно – передача электроэнергии на большие расстояния.

Зарядный ток  $I_3$  (ток утечки через изоляцию кабеля) уменьшает передаваемую мощность, причем значение  $I_3$ , а значит, и отбираемой мощности пропорционально длине  $l$  кабельной линии:

$$I_3 = U\omega C_0 l,$$

где  $U$  – фазное напряжение;  $\omega$  – угловая частота;  $C_0$  – электрическая емкость фазы кабеля на единицу длины.

По достижении некоторой, так называемой критической длины  $l_{кр}$  ток  $I_3$  окажется равным допустимому току нагрузки на кабель, что сделает передачу энергии невозможной. Значения  $l_{кр}$  ориентировочно составляют несколько десятков километров.

Для кабелей постоянного тока  $I_3 = 0$ , что и делает их привлекательным и часто единственно возможным техническим решением для передачи энергии на большие расстояния, в первую очередь – при пересечении больших водных пространств.

На сегодняшний день единственной изоляцией, успешно применяемой для данных изделий, является традиционная, т.е.

бумажная, пропитанная вязким составом или маслом под давлением. Попытки использовать для кабелей постоянного тока пластмассовую изоляцию до сих пор успешными не были. Причина заключается в том, что при действии постоянного напряжения на пластмассовую изоляцию в последней под действием объемных зарядов формируется крайне неблагоприятное распределение электрического поля. Напряженности оказываются настолько большими, что даже при умеренных значениях напряжений в изоляции быстро развивается электрический пробой, т.е. электрическая прочность пластмассовой изоляции при постоянном напряжении оказывается низкой.

Длительно допустимые рабочие напряженности электрического поля для кабелей постоянного тока значительно выше, чем для кабелей переменного тока, и составляют 30 кВ/мм для кабелей с вязкой пропиткой и 40 кВ/мм для МНК.

Помимо фактического отсутствия ограничений по длине передачи кабели постоянного тока имеют целый ряд преимуществ по сравнению с кабелями переменного тока. Это более высокая надежность, обусловленная отсутствием некоторых механизмов старения, присущих изоляции, работающей при переменном напряжении, возможность реверса потока мощности и передачи очень больших мощностей. Указанные преимущества весьма существенны для России, которая отличается большими пространствами, значительной неравномерностью размещения источников и потребителей электроэнергии, а также большим экспортом энергии.

Несмотря на все перечисленные преимущества, широкое применение передачи постоянного тока сдерживается тем фактором, что сейчас производство и применение электроэнергии основано на системах и оборудовании переменного напряжения. Это требует оснащения каждой ЛЭП постоянного тока преобразовательной и инверторной подстанциями, что резко удорожает передачу. Поэтому кабели постоянного тока используются практически лишь там, где без них нельзя обойтись, в первую очередь в тех случаях, когда ЛЭП должна пересекать большие водные пространства.

### 1.3. Арматура силовых кабелей

В настоящее время в энергосистемах применяются различные виды кабельной арматуры. Из них наиболее известны концевые и соединительные муфты, разновидностями которых для концевых муфт являются муфты кабельных вводов, а для соединительных муфт – переходные и стопорные муфты. Основные конструкции муфт приведены в табл. 1. Многообразие конструктивных форм арматуры и особенностей ее монтажа определяются типами кабелей, для которых она используется и условиями эксплуатации. Конструкция соединительной муфты для кабелей на напряжение 110 кВ с изоляцией из сшитого ПЭ приведена на рис. 4, а конструкция концевой муфты для кабеля на напряжение 500 кВ с пропитанной бумажной изоляцией – на рис. 5.

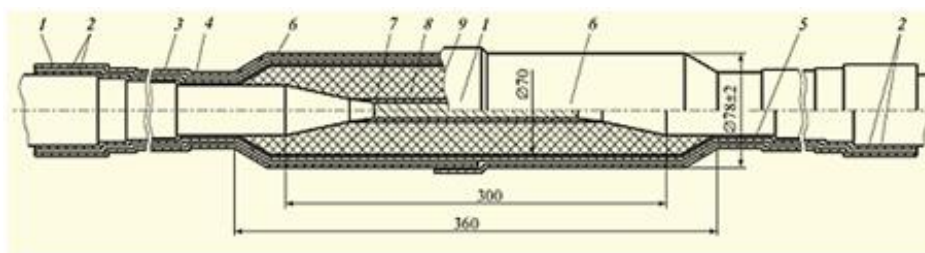


Рис. 4. Конструкция соединительной муфты для кабеля с изоляцией из сшитого ПЭ на напряжение 110 кВ: 1 – оболочка кабеля, 2 – герметик, 3 – восстанавливаемый экран по изоляции, 4 – металлическая экранирующая сетка, 5 – электроизоляционная лента, 6 – термоусаживаемая трубка, 7 – экран кабеля, 8 – экран соединительной муфты, 9 – изоляция соединительной муфты

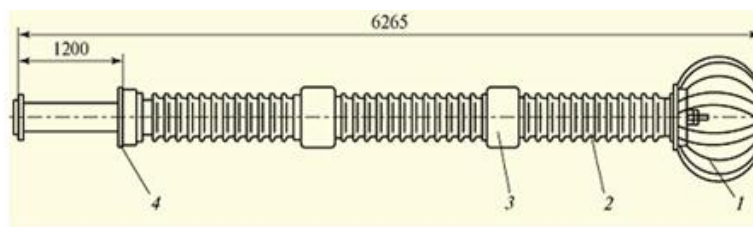


Рис. 5. Конструкция концевой муфты для маслонаполненного кабеля на напряжение 500 кВ: 1 – экран, 2 – изолятор из высокопрочного фарфора, 3 – промежуточные экраны, 4 – опорная плита.

Необходимость вывода жилы из кабеля для присоединения к токовому наконечнику в концевой муфте или для соединения жил в соединительной муфте приводит к неоднородности электрического поля в изоляции муфты и появлению продольной составляющей напряженности электрического поля. Поэтому в дополнительной (усиливающей) изоляции применяются различные способы принудительного регулирования электрического поля, обеспечивающие необходимый уровень напряженности электрического поля в изоляции:

- с помощью наружных и внутренних экранов и электродов;
- с помощью конденсаторных обкладок или конденсаторных элементов.

Потребители по экономическим или другим соображениям не всегда имеют возможность быстрой и полной замены всей длины существующих кабельных линий на основе маслонаполненного кабеля на современные кабели с изоляцией из сшитого ПЭ. Поэтому энергосистемы зачастую вынуждены менять маслонаполненный кабель по участкам (по строительным длинам). В этой связи возникает задача соединения кабелей с разнородной электрической изоляцией, которая решается путем использования соединительных переходных муфт.

#### **1.4. Сверхпроводящие кабели для линий электропередачи – кабели будущего**

Идея создания сверхпроводящих кабелей для передачи электроэнергии возникла вскоре после открытия явления сверхпроводимости в 1911 г. В упрощенном виде явление сверхпроводимости в металлах можно представить следующим образом. Между электронами как между одноименно заряженными частицами действуют кулоновские силы отталкивания. Однако при сверхнизких температурах для сверхпроводящих материалов (а это 27 чистых металлов и большое количество специальных сплавов и соединений) характер взаимодействия электронов между собой и с атомной решеткой существенно видоизменяется.

Таблица 1

## Основные типы кабельной арматуры

Вид кабельной арматуры	Область применения	Основные эксплуатационные характеристики	Конструктивные элементы	Технологические особенности монтажа	Примечание
Концевые муфты (КМ)	Для соединения кабеля с элементами ЛЭП	Рабочие напряжения 1, 6, 10, 110, 220, 500 кВ; климатическое исполнение У и ХЛ (от -60°С до +40°С)	Фарфоровый изолятор, заполненный изоляционной жидкостью, усиливающая изоляция, токовый вывод	Намотка из рулонов или лент, пресованные соединения жилы или наконечника, вакуумированные	В России могут быть изготовлены для всех видов кабелей
Кабельные вводы в элегазовые распределительные устройства (РУ) и трансформаторы	Для закрытого соединения кабеля с шиной элегазового РУ или обмоткой трансформатора	В элегазовое РУ на рабочее напряжение кабелей 110 и 220 кВ, климатическое исполнение У, но при температуре не ниже -25°С, в трансформаторы на рабочее напряжение 110, 220, 500 кВ	Металлический кожух, эпоксидный или фарфоровый изолятор, заполненный изоляционной жидкостью, усиливающая изоляция, токовый вывод или токовая перемычка	Намотка из рулонов или лент, пресованные соединения жилы или наконечника, вакуумированные или вулканизация изоляции для вводов кабелей с пластмассовой изоляцией	В настоящее время для кабелей с пластмассовой изоляцией в России могут быть изготовлены вводы только на напряжение 110 кВ

Вид кабельной арматуры	Область применения	Основные эксплуатационные характеристики	Конструктивные элементы	Технологические особенности монтажа	Примечание
Соединительные муфты (СМ)	Для соединения отдельных строительных длин кабелей	Рабочие напряжения 1, 6, 10, 110, 220, 500 кВ; установка в земле или подземных сооружениях при температуре окружающей среды $-10^{\circ}\text{C}$	Металлический кожух или термоусаживаемая трубка, усиливающая изоляция, соединительная гильза	Прессованные, сварные или паяные соединения жил, намотка из рулонов или лент, вакуумированные или вулканизация изоляции для вводов кабелей с пластмассовой изоляцией	В настоящее время для кабелей с пластмассовой изоляцией в России могут быть изготовлены вводы только на напряжение 110 кВ
Переходные муфты широко используются при реконструкции кабельных линий 110 кВ. Стопорные и переходные муфты	Для соединения двух кабелей, в том числе с разной изоляцией и с разделением жидких изоляционных сред, заполняющих кабель	Рабочее напряжение 110 кВ, климатическое исполнение УХЛ 3 при температуре окружающей среды $-10^{\circ}\text{C}$	Металлический кожух, эпоксидный изолятор, усиливающая изоляция, токовый вывод, электроды, регулирующие напряженность электрического поля	Намотка из рулонов или лент, прессованные соединения наконечников, вулканизация изоляции для вводов кабелей с пластмассовой изоляцией, вакуумированные	Переходные муфты широко используются при реконструкции кабельных линий 110 кВ

В результате становится возможным притягивание электронов и образование так называемых электронных (куперовских) пар. Возникновение этих пар, их увеличение, образование «конденсата» электронных пар и объясняет появление сверхпроводимости. С повышением температуры часть электронов термически возбуждается и переходит в одиночное состояние. При некоторой так называемой критической температуре все электроны становятся нормальными и состояние сверхпроводимости исчезает. То же происходит и при повышении напряженности магнитного поля. Критические температуры сверхпроводящих сплавов и соединений, используемых в технике, составляют 10–18 К, т.е. от  $-263$  до  $-255$  °С.

Первые проекты, экспериментальные модели и опытные образцы таких кабелей были реализованы лишь в 70-80-е годы XX в. К этому времени из всех возможных вариантов возобладала концепция полностью гибкого кабеля в гибких гофрированных криостатирующих оболочках. В качестве сверхпроводника использовались ленты на основе интерметаллического соединения ниобия с оловом, охлаждаемые жидким гелием.

В 1986 г. было открыто явление высокотемпературной сверхпроводимости, и уже в начале 1987 г. были получены проводники такого рода, представляющие собой керамические материалы, критическая температура которых была повышена до 90 К. Примерный состав первого высокотемпературного сверхпроводника  $YBa_2Cu_3O_{7-d}$  ( $d < 0,2$ ). Такой сверхпроводник представляет собой неупорядоченную систему мелких кристаллов, имеющих размер от 1 до 10 мкм, находящихся в слабом электрическом контакте друг с другом.

Открытие высокотемпературных сверхпроводников и прогресс в области их разработки возродили интерес к созданию сверхпроводящих кабелей к началу 90-х годов XX в. В США, Японии и странах Западной Европы в 1987–1990 гг. были начаты и на сегодня достаточно продвинуты работы по созданию сверхпроводящих кабелей на основе высокотемпературных сверхпроводников. Такие кабели принципиально отличаются от своих предшественников. Жидкий азот, применяемый для охлаждения, на несколько порядков дешевле гелия, а его запасы практически безграничны. Очень важным является то, что жидкий азот при



рабочих давлениях 0,8–1 МПа является прекрасным диэлектриком, превосходящим по своим свойствам пропиточные составы, используемые в традиционных кабелях.

Технико-экономические исследования показывают, что высокотемпературные сверхпроводящие кабели будут более эффективными по сравнению с другими видами электропередачи уже при передаваемой мощности более 0,4–0,6 ГВ·А в зависимости от реального объекта применения.

Высокотемпературные сверхпроводящие кабели предполагается в будущем использовать в энергетике в качестве токопроводов на электростанциях мощностью свыше 0,5 ГВт, а также глубоких вводов в мегаполисы и крупные энергоемкие комплексы.

Естественно, что при внедрении сверхпроводящих кабелей в практику энергосистем необходимо реально оценивать экономические аспекты и провести комплекс работ по обеспечению надежности таких кабелей в эксплуатации.

## **2. Методические указания**

### **2.1. Подготовка**

Проводить эти испытания могут лишь те, кто достиг совершеннолетия, после прохождения соответствующей подготовки и положительной проверки умений, что отражено в удостоверении сотрудника.

До того, как начать испытание кабеля повышенным напряжением, не мешало бы его оглядеть и вытереть тряпкой, если он запылен или грязный. Если при этом очевидны определенные повреждения изоляции, или, например то, что кабель внешне очень загрязнён, то такие испытания лучше не проводить.

Важна и температура воздуха. Такие испытания не осуществляются зимой, ведь если внутри кабеля будут частички воды, они будут замерзать, лед не будет проводить ток, поэтому это условие для проведения теста будет неудовлетворительным. Прямо перед началом работ измеряется сопротивление, которое есть у изоляции.

Проводится испытание после подачи более высокого напряжения, но ток при этом обязан быть выпрямленным. Он

должен прикладываться ко всем частям силового кабеля к каждому по отдельности. При этом всё, к чему напряжение не приложено, должно иметь заземление, а именно:

- незадействованные жилы;
- металлозащита;
- экранирующая поверхность.

Так реально определить, прочна ли изоляция между какой-то жилой и поверхностью земли, ну и конечно, также и в отношении прочих фаз (рис. 6).

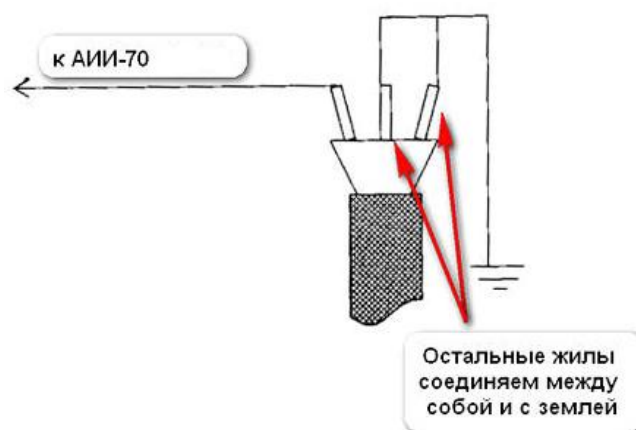


Рис. 6. Схема для испытания одной жилы

Если кабель не имеет брони и не экранирован, то напряжение прикладывается между нужной жилой и другими частями, которые имеют связь между собой и заземлением (рис. 7).

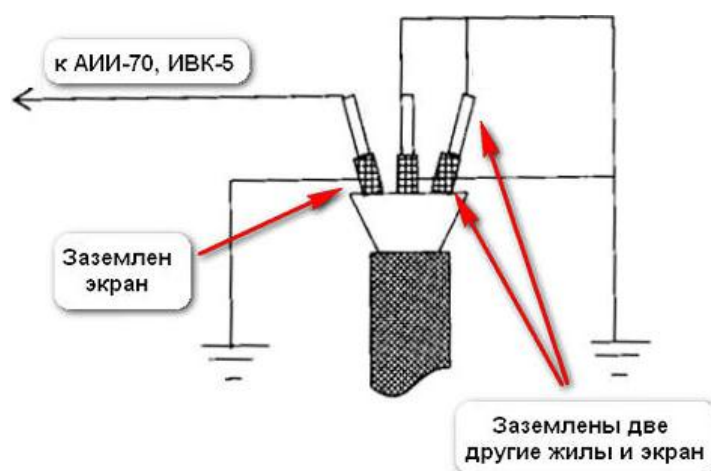


Рис. 7. Схема для испытания 2

Можно взять одновременно все фазы в кабеле, сколько бы их ни было, и проверить все сразу повышенным напряжением (рис. 8), но тогда по каждому проводу надо точно измерить значение токов утечки. Если у силового кабеля имеется всего-навсего одна фазная жила, при этом защищенная броней или экранирующей поверхностью (выполненной из сшитого полиэтилена), то данное напряжение здесь нужно приложить между одной из жил и оболочкой, в последнем случае это будет металлозащита или экранированное покрытие.

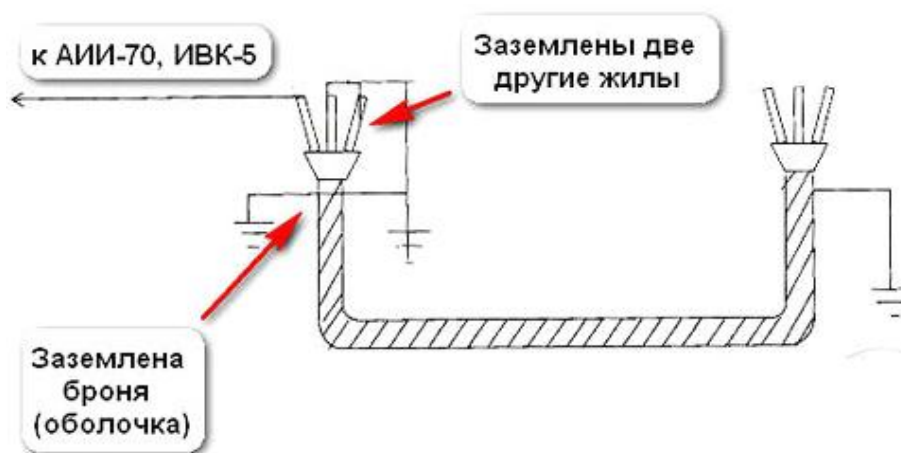


Рис. 8. Схема для испытания 3

Силовой кабель совсем обесточивается от подключенной к нему аппаратуры или присоединенных шин, его провода разделяются и отводятся в стороны на 15 см.

## 2.2. Существующие нормы

Сколько времени занимает проверка прочности изоляции силовых кабелей? Для кабелей, имеющих бумажную и пластмассовую изоляцию, нужно 10 минут времени после монтажа, а при эксплуатации – всего 5 минут. Столько же минут требуется для кабеля, у которого изоляция выполнена из резины.

Для проверки на прочность электроизоляции используются аппараты АИИ-70 и ИВК-5, при этом на выездных работах чаще применяется последний из них.

О том, как правильно проводить испытания повышенным напряжением, можно представить на примере силового кабеля

марки ААШВ с сечением провода 3 на 95. Используя один из вышеупомянутых агрегатов, можно при скорости тока 1–2 кВ всего за одну секунду повысить номинальное напряжение до отметки в 60 кВ. После этого начинают отсчитывать время для прохождения испытаний. Когда завершаются высоковольтные испытания оболочки кабеля, обычно вновь делают замеры для определения сопротивления всей изоляции.

**Обратите внимание!** Пока проходят указанные 5 минут, необходимо крайне внимательно наблюдать за тем, какова величина тока утечки. Когда это время заканчивается, полученное значение этого типа тока фиксируется документально, после чего проводится визуальное сравнение с данными, записанными в таблицах.

### 2.3. Прошло или не прошло испытание

Обычно считается, что кабельное испытание прошло отлично, если:

- процесс проведен без возникновения пробоев, также, если не были перекрыты поверхностные разряды снаружи;
- ток, утекающий при проведении испытания, не увеличивается в своих показателях;
- величина, которую показало сопротивление на изоляции кабеля, не изменилась в меньшую сторону.

Нередко приходится сталкиваться и с тем, что токи, вытекающие при испытании, могут иметь значение, которое на порядок превосходит те, что указаны в таблицах как стандартные. Если такое случилось, кабель можно использовать, но срок его службы значительно снизится.

Если при проведении этих испытаний на силовом кабеле стало расти значение тока утечки, то период проведения процесса должен быть больше, составлять не 5 минут, а 10–15. Если после этого увеличения времени пробой не проявился, кабель, как и в прошлом случае, в монтаже может использоваться, но того, кто будет проводить следующее испытание с ним, следует предупредить, чтобы время для этого будущего процесса сократили.

### **3. Контрольные вопросы**

1. Кабели с каким напряжением относятся к силовым кабелям высокого напряжения?
2. Области применения кабелей высокого напряжения.
3. Пояснить конструкцию маслонаполненного кабеля.
4. Пояснить конструкцию силового кабеля высокого напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ.
5. Кабели высокого напряжения со сшитой ПЭ-изоляцией имеют ряд важных преимуществ в эксплуатации по сравнению с МНК, какие именно?
6. Почему традиционная изоляция до сих пор является самой применимой?
7. Пояснить конструкцию соединительной муфты для кабеля с изоляцией из сшитого ПЭ на напряжение 110 кВ.
8. Пояснить конструкция концевой муфты для маслонаполненного кабеля на напряжение 500 кВ.
9. Как определить прошел ли кабель испытания?

### **Тема № 4. «Конструкции воздушных линий электропередач»**

**Цель работы:** Изучить назначение, типы конструкций воздушных линий электропередач и их конструктивных частей.

**Порядок выполнения работы:** Самостоятельно ознакомиться с теоретическими положениями, подготовить ответы на контрольные вопросы. На занятии студент представляет свой отчет в письменном или машинно-письменном виде. Преподаватель задает вопросы по лабораторным экспонатам. Лабораторная работа считается сданной, если студент представил отчет и ответил на вопросы преподавателя по данной лабораторной работе.

#### **1. Основные теоретические положения**

##### **1.1. Основные понятия и определения**

В 1991 г. электротехники и электроэнергетики всего мира отметили столетие начала эры передачи электроэнергии на даль-

ние расстояния. Оно было положено созданием в Германии воздушной линии (ВЛ) трехфазного переменного тока 28,3 кВ от ГЭС Лауфен до г. Франкфурт-на-Майне протяженностью 170 км, что по тем временам было действительно выдающимся достижением. Примечательно, что в том же году в Лондоне была сооружена первая силовая однофазная кабельная линия (КЛ) 10 кВ длиной 12 км, рассчитанная на передачу мощности 3,2 МВт, с понижающей подстанцией 10/2,4 кВ, от которой питалась распределительная сеть. Эту линию можно рассматривать как прообраз современных глубоких вводов электроэнергии на территории городов и промышленных зон. Таким образом, практически одновременно возникли и затем продолжали развиваться в течение вот уже более 110 лет два направления в развитии техники передачи больших количеств электроэнергии (ЭЭ) на расстояние: линии открытого типа (воздушные); линии закрытого типа (кабельные). В наиболее общем плане линия электропередачи (ЛЭП) определяется как «электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние». Это определение конкретизируется в, где ЛЭП характеризуется как «электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором».

В последнем определении отражается лишь один из признаков классификации ЛЭП, а именно их конструктивное исполнение. Однако для характеристики всей совокупности их разновидностей этого явно недостаточно. Современная классификация базируется на ряде признаков, которые представлены в табл. 1.

На первом месте здесь стоит род тока. В соответствии с этим признаком различаются линии постоянного тока, а также трехфазного и многофазного переменного тока. Линии постоянного тока конкурируют с остальными лишь при достаточно большой протяженности и передаваемой мощности, поскольку в общей стоимости электропередачи значительную долю составляют затраты на сооружение конечных преобразовательных подстанций. Наибольшее распространение в мире получили линии трехфазного переменного тока, причем по протяженности среди

них лидируют именно воздушные линии. Линии многофазного переменного тока (шести- и двенадцатифазные) в настоящее время относятся к категории нетрадиционных.

Таблица 1

## Классификация линий электропередач

Признак	Тип линии	Разновидности
Род тока	Постоянного тока	–
	Трехфазного переменного тока	–
	Многофазного переменного тока	Шестифазная Двенадцатифазная
Номинальное напряжение	Низковольтная (до 1 кВ)	-
	Высоковольтная (свыше 1 кВ)	СН (3-35 кВ)
		ВН (110-220)
		СВН (330-750)
	УВН (свыше 1000 кВ)	
Конструктивное выполнение	Воздушная	–
	Кабельная	–
Число цепей	Одноцепная	–
	Двухцепная	–
	Многоцепная	–
Технологические характеристики	Радиальная	–
	Магистральная	–
	Ответвление	–
Функциональное назначение	Распределительная	–
	Питающая	–
	Межсистемная связь	–

Наиболее важным признаком, определяющим различие конструктивных и электрических характеристик ЛЭП, является номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}$ . К категории низковольтных относятся линии с номинальным напряжением менее 1 кВ. Линии с  $U_{\text{ном}} > 1$  кВ принадлежат к разряду высоковольтных, и среди них выделяются линии среднего напряжения (СН) с  $U_{\text{ном}} = 3\text{--}35$  кВ, высокого напряжения (ВН) с  $U_{\text{ном}} = 110\text{--}220$  кВ, сверхвысокого напряжения (СВН) с  $U_{\text{ном}} = 330\text{--}750$  кВ и ультравысокого напряжения (УВН) с  $U_{\text{ном}} > 1000$  кВ.

По конструктивному исполнению различают воздушные и кабельные линии. Воздушная линия – это «линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов и арматуры». В свою очередь, кабельная линия определяется как линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю или проложенными в кабельных сооружениях (коллекторах, туннелях, каналах, блоках и т.п.). Такие линии описаны в лекции 10.

По количеству параллельных цепей ( $n_{ц}$ ), прокладываемых по общей трассе, различают одноцепные ( $n_{ц} = 1$ ), двухцепные ( $n_{ц} = 2$ ) и многоцепные ( $n_{ц} > 2$ ) линии. По ГОСТ 24291-90 одноцепная воздушная линия переменного тока определяется как линия, имеющая один комплект фазных проводов, а двухцепная ВЛ – два комплекта. Соответственно многоцепной ВЛ называется линия, имеющая более двух комплектов фазных проводов. Эти комплекты могут иметь одинаковые или различные номинальные напряжения. В последнем случае линия называется комбинированной.

Одноцепные воздушные линии сооружаются на одноцепных опорах, тогда как двухцепные могут сооружаться либо с подвеской каждой цепи на отдельных опорах, либо с их подвеской на общей (двухцепной) опоре. В последнем случае, очевидно, сокращается полоса отчуждения территории под трассу линии, но возрастают вертикальные габариты и масса опоры (см. § 9.4). Первое обстоятельство, как правило, является решающим, если линия проходит в густонаселенных районах, где обычно стоимость земли достаточно высока. По этой же причине в ряде стран мира используются и многоцепные опоры с подвеской цепей одного номинального напряжения (обычно с  $n_{ц} = 4$ ) либо разных напряжений (с  $n_{ц} \geq 6$ ).

По топологическим (схемным) характеристикам различают радиальные и магистральные линии. Радиальной считается линия, в которую мощность поступает только с одной стороны, т.е. от единственного источника питания. Магистральная линия определяется ГОСТ как линия, от которой отходит несколько ответвлений. Под ответвлением понимается линия, присоединенная одним концом к другой ЛЭП в ее промежуточной точке.



Последний признак классификации – функциональное назначение. Здесь выделяются распределительные и питающие линии, а также линии межсистемной связи. Деление линий на распределительные и питающие достаточно условно, ибо и те, и другие служат для обеспечения электрической энергией пунктов потребления. Обычно к распределительным относят линии местных электрических сетей, а к питающим – линии сетей районного значения, которые осуществляют электроснабжение центров питания распределительных сетей. Линии межсистемной связи непосредственно соединяют разные энергосистемы и предназначены для взаимного обмена мощностью как в нормальных режимах, так и при авариях.

Процесс электрификации, создания и объединения энергосистем в Единую энергосистему сопровождался постепенным увеличением номинального напряжения ЛЭП с целью повышения их пропускной способности. В этом процессе на территории бывшего СССР исторически сложились две системы номинальных напряжений. Первая, наиболее распространенная, включает в себя следующий ряд значений  $U_{\text{ном}}$ : 35–110–220–500–1150 кВ, а вторая – 35–150–330–750 кВ. К моменту распада СССР на территории России находилось в эксплуатации более 600 тыс. км ВЛ 35–1150 кВ. В последующий период рост протяженности продолжался, хотя и менее интенсивно.

Наряду с типовыми конструктивными решениями, которые в основном будут рассматриваться далее, современная техника передачи электроэнергии по линиям открытого типа располагает и рядом нетрадиционных оригинальных предложений, направленных на увеличение пропускной способности и уменьшение полосы отчуждения под трассу линии, на более полное удовлетворение требованиям технической эстетики и снижение отрицательного воздействия электромагнитных полей ВЛ СВН и особенно УВН на окружающую среду, а также на повышение экономичности процесса передачи электроэнергии.

## 1.2. Общая характеристика воздушной линии и условий ее работы

В «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) содержится определение воздушной линии. Оно гласит, что «воздушная линия – это устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений». Здесь перечислены почти все основные элементы ВЛ (опоры, провода, изоляторы, арматура), за исключением грозозащитных тросов и фундаментов. Наглядное представление о составе конструктивных элементов ВЛ дает рис. 1.

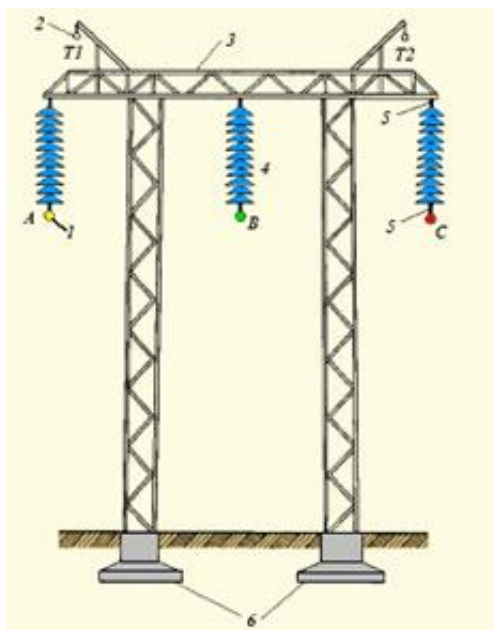


Рис.1. Конструктивные элементы ВЛ: 1 – провода фаз линии (А, В, С); 2 – защитные тросы (Т1, Т2); 3 – опора; 4 – гирлянда изоляторов; 5 – элементы арматуры; 6 – фундаменты

Естественно, главными элементами являются провода фаз линии А, В, С, непосредственно осуществляющие передачу электроэнергии. Для защиты проводов от прямых ударов молнии служат тросы, монтируемые в верхней части опор на тросостойках. Опоры предназначены для надежного поддержания проводов и тросов на определенной высоте над поверхностью земли как

при нормальной эксплуатации линии, так и в различных аварийных ситуациях. Спектр конструкций опор из различных материалов достаточно разнообразен. Изоляторы должны обеспечить необходимый промежуток между находящимся под напряжением проводом и заземленным телом опоры. Линейная арматура – это комплекс устройств, с помощью которых провода соединяются, закрепляются на изоляторах, а изоляторы – на опорах. Наконец, фундаменты служат для обеспечения устойчивого положения опор в пространстве.

На рис. 2 показан участок одноцепной воздушной линии между опорами, которые по виду отличаются от показанной на рис. 1. Эти опоры называются анкерными, а расстояние  $L_a$  между ними по трассе – анкерным пролетом. Такие опоры, в отличие от расположенных между ними промежуточных опор, рассчитаны на противодействие значительным силам одностороннего тяжения по проводам, возникающим при их обрыве в примыкающем к анкерной опоре промежуточном пролете длиной  $L$ , а также при монтаже проводов и тросов. Провода на анкерных опорах жестко закрепляются на натяжных гирляндах изоляторов, а на промежуточных опорах – на поддерживающих гирляндах, имеющих длину  $l_r$ . Длина гирлянды тем больше, чем выше номинальное напряжение линии.

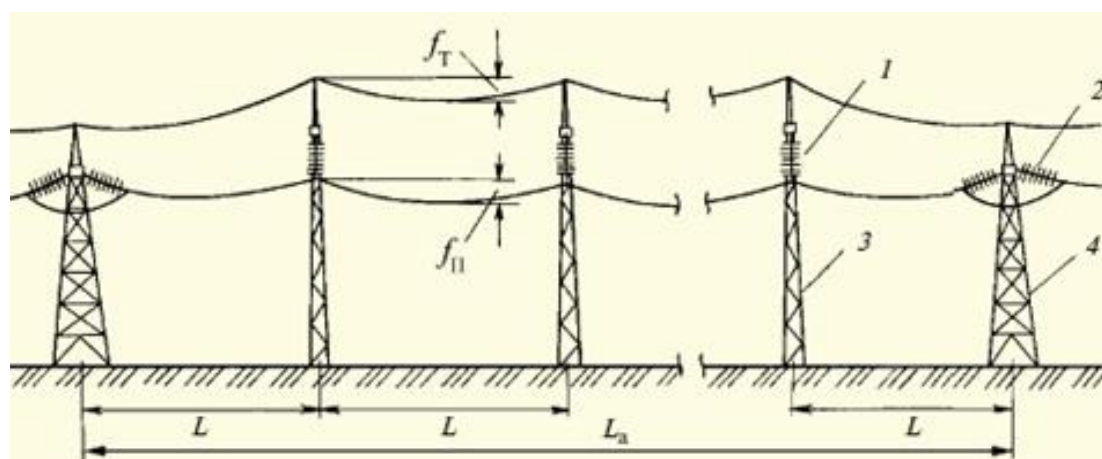


Рис. 2. Эскиз анкерного пролета ВЛ: 1 – поддерживающая гирлянда; 2 – натяжная гирлянда; 3 – промежуточная опора; 4 – анкерная опора

В промежуточном пролете провода и тросы провисают. Расстояние по вертикали между точкой подвеса на опоре и низшей точкой в пролете называется стрелой провеса. На рис. 2 стрела провеса провода обозначена  $f_{\text{п}}$ , а троса –  $f_{\text{т}}$ . Расстояние от низшей точки провода до земли, воды или пересекаемых объектов  $h_{\text{г}}$  называется габаритом линии. Оно определяется в ПУЭ в зависимости от  $U_{\text{ном}}$ , характера местности и типа пересекаемого линейного сооружения и для ВЛ с  $U_{\text{ном}} \leq 500$  кВ, сооружаемых в населенной местности, составляет 6-8 м.

Элементы ВЛ работают в сложных и разнообразных географических и климатических условиях, различающихся сезонными изменениями температуры и влажности воздуха, наличием в нем природных и промышленных загрязнений. Кроме того, они должны противостоять воздействию сил, основными из которых являются:

- вес всех элементов линии;
- вес гололедоизморозевых отложений на проводах, тросах и опорах;
- давление ветра на провода, тросы и опоры;
- тяжения по проводам и тросам.

Обусловленные массой конструктивных элементов линии силы, действующие на одну опору, могут достигать сотен тысяч ньютонов ( $1 \text{ Н} = 0,102 \text{ кгс}$ ), и провода, тросы и опоры должны быть рассчитаны на такие нагрузки.

При определенных погодных условиях (обычно при температуре воздуха от  $-3$  до  $-5$  °С и скорости ветра до 10 м/с) происходит образование ледяного покрова на проводах, тросах и опорах ВЛ с массой  $900 \text{ кг/м}^3$ . Вес такого покрова, приходящийся на одну опору, может достигать тысяч ньютонов. Интенсивность гололедообразования неодинакова в различных регионах страны. Вся территория России делится на пять районов, различающихся возможной максимальной толщиной стенки гололеда. Карты районирования страны по гололедным условиям приводятся в ПУЭ. Данные табл. 2 характеризуют принцип такого районирования.

Таблица 2

## Районирование по толщине стенки гололеда

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда, мм, для высоты 10 м над поверхностью земли с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет*	1 раз в 10 лет**	1 раз в 15 лет ***
I	5	5	На основании данных наблюдений, но не менее 10 мм
II	5	10	
III	10	15	
IV	15	20	
Особый	20 и более	Более 22	

*Примечание:* \* Для ВЛ до 3 кВ; \*\* Для ВЛ 6-330 кВ; \*\*\* Для ВЛ 500 кВ

Аналогичным образом территория России делится на семь районов с различной максимальной скоростью ветра. Ветровые нагрузки (скоростной напор ветра) также должны восприниматься всеми конструктивными элементами ВЛ. Обычно считается, что давление ветра направлено параллельно поверхности земли и перпендикулярно продольной оси линии. Силы, обусловленные действием ветра, в расчете на одну опору могут достигать сотен тысяч ньютонов и обязательно учитываются при проектировании механической части ВЛ. В табл. 3 приведены характеристики указанных семи районов.

Таблица 3

## Районирование по скоростным напорам ветра

Район по ветру	Нормативный напор, Па, на высоте 15 м от земли (скорость ветра, м/с) с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет*	1 раз в 10 лет**	1 раз в 15 лет ***
I	270(21)	400 (25)	550 (30)
II	350 (24)	400 (25)	550 (30)
III	450 (27)	500 (29)	550 (30)
IV	550 (30)	650 (32)	800 (36)
V	700 (33)	800 (36)	800 (36)
VI	850 (37)	1000 (40)	1000 (40)
VII	1000 (40)	1250 (45)	1250 (45)

*Примечание:* \* Для ВЛ до 3 кВ; \*\* Для ВЛ 6-330 кВ; \*\*\* Для ВЛ 500 кВ

Из табл. 3 видно, что максимальная расчетная скорость ветра равна 45 м/с (VII район), что соответствует давлению 1250 Па ( $1 \text{ Па} = 0,102 \text{ кгс/м}^2$ ). Отложения гололеда увеличивают площади

поверхностей проводов и тросов, на которые оказывает давление ветер, что приводит к возрастанию горизонтальных нагрузок. Территория европейской части России в основном относится к II-III районам по гололеду и к I-II районам по ветру, территория Московской области – ко II району по гололеду и к I району по ветру.

Действие ветра обуславливает и два нежелательных явления, отрицательно влияющих на конструктивную часть ВЛ. Во-первых, это вибрация проводов и тросов, возникающая при равномерном движении воздуха со скоростью 4–8 м/с. Она характеризуется частотой колебаний в десятки герц и амплитудами до десятков миллиметров. Вибрация вызывает многократные перегибы проволок проводов и тросов, что в конечном счете приводит к их излому, ослаблению прочности провода или троса и к возможности их обрыва, т.е. к аварийной ситуации.

Во-вторых, при скоростях ветра 15–30 м/с может возникать так называемая пляска проводов и тросов. Обычно это явление наблюдается в период, когда провода и тросы покрыты гололедом. Эти колебания характеризуются частотой в единицы герц, однако их амплитуда может достигать величины, равной стреле провеса провода или троса. Возникающие при этом динамические воздействия на узлы крепления проводов к гирляндам изоляторов и последних к опорам настолько значительны, что могут приводить к поломкам арматуры и деталей опор. Кроме того, при пляске возможны касания и схлестывания проводов между собой и с тросами, что вызывает короткие замыкания и аварийное отключение линии.

Для борьбы с вибрацией воздушные линии оснащаются виброгасителями. Единственным средством демпфирования колебаний при пляске является плавка гололеда, осуществляемая с помощью специального оборудования, обеспечивающего прохождение по линии больших токов и такой нагрев проводов, при котором происходят таяние и сброс ледяной корки.

### 1.3. Провода и грозозащитные тросы

Проводниковые материалы, из которых изготавливаются провода воздушных линий электропередачи, т.е. их главные элементы, должны удовлетворять ряду технических и экономических требований. Прежде всего они должны обладать невысоким удельным электрическим сопротивлением  $r$ , чтобы потери активной мощности на нагрев проводов и потери напряжения в линии при прочих равных условиях были по возможности минимальны.

Плотность этих материалов  $\gamma$  также не должна быть высокой, поскольку при заданном поперечном сечении проводника  $F$  она определяет удельную нагрузку от собственного веса провода. Еще одним требованием является высокая механическая прочность, оцениваемая по пределу прочности на разрыв  $\sigma_{\text{разр}}$ . Одновременно проводниковый материал должен обладать стойкостью к атмосферным воздействиям и химическим реагентам, находящимся в воздухе. Наконец, этот материал не должен быть дефицитным и дорогим, чтобы стоимость воздушных линий была бы приемлемой при их массовом строительстве.

Различные материалы в разной степени удовлетворяют этому набору требований, и среди них не существует такого, который был бы вне конкуренции по всем показателям. На сегодня в практике сооружения ВЛ используются такие материалы, как медь, алюминий и его сплавы, а также сталь. В табл. 4 представлены их характеристики, упомянутые выше.

Таблица 4

Свойства материалов, используемых для изготовления проводов ВЛ

Материал	$\rho$ , Ом·мм <sup>2</sup> /км	$\gamma$ , кг/м <sup>3</sup>	$\sigma_{\text{разр}}$ , Н/мм <sup>2</sup>
Медь	17,8-18,5	8700	390
Алюминий	30,0-32,5	2750	160
Сплав АВ-Е	30,0-32,5	2790	300
Сталь	–	7850	1200
Стеклопластик	–	2000	1200

Из сопоставления данных табл. 4 следует, что удельное электрическое сопротивление алюминия больше, чем меди примерно на 65 % ( $r_{\text{ал}} \gg 1,65r_{\text{м}}$ ), по массе он примерно в 3 раза легче

меди ( $g_{ал} \gg 0,3 g_{м}$ ), а по прочности – в 2,5 раза хуже ( $s_{разр ал} \gg 0,4s_{разр м}$ ). Отечественный термообработанный сплав АВ-Е, содержащий около 2 % присадок магния, кремния и железа, по сравнению с чистым алюминием при примерно одинаковых плотности и электрическом сопротивлении имеет существенно более высокую прочность, которая лишь на 23 % меньше, чем у меди. Медь является достаточно дефицитным и дорогим металлом, поэтому современная техника в основном базируется на применении проводов ВЛ из алюминия и его сплавов.

На воздушных линиях преимущественно применяются неизолированные провода и тросы. Вместе с тем в последние три десятилетия за рубежом и в 90-е годы XX в. в России на линиях 0,4 и 6–20 кВ стали довольно широко применяться самонесущие изолированные провода (СИП), а на ВЛ 35 кВ – изолированные. Сооружение линий с такими проводами значительно дороже по сравнению с ВЛ с неизолированными проводами, однако их повреждаемость существенно ниже. Последним в основном и объясняется их все расширяющееся применение.

Разновидности конструкций неизолированных проводов представлены на рис. 3. Они включают как монометаллические (из меди, алюминия, стали), так и биметаллические (сталеалюминиевые) провода. Однопроволочные провода допускаются к применению лишь на ВЛ напряжением до 1 кВ. При более высоких номинальных напряжениях используются исключительно многопроволочные конструкции. Из монометаллических в России ограничено применяются алюминиевые провода – главным образом в местных электрических сетях 0,4 и 6–10 кВ, где длины пролетов не превышают 100–150 м. За рубежом монометаллические провода из сплавов алюминия («алдрей», «альмелек») используются на линиях всех классов номинальных напряжений.

Расширенные и полые провода разрабатывались для применения на ВЛ напряжением 220 кВ и выше с целью уменьшения отрицательных последствий явления коронного разряда на проводах (потерь электроэнергии, акустического шума и помех радио- и телевизионному приему). Это явление возникает при определенной напряженности электрического поля на поверхности провода (около 30 кВ/см), которая обратно пропорциональна внешнему диаметру провода.



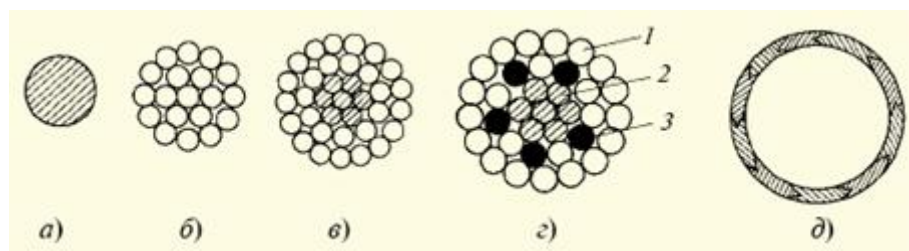


Рис. 3. Конструкция неизолированных проводов: а – однопроволочный; б – многопроволочный из одного металла (сплава); в – многопроволочный из двух металлов (сталеалюминиевый); г – расширенный; д – пустотелый (полый); 1 – алюминий; 2 – сталь; 3 – наполнитель

Применение проводов обычной многопроволочной конструкции с увеличенным по этой причине диаметром неэкономично, поскольку сечение такого провода из-за явления поверхностного эффекта при протекании по нему переменного тока используется не полностью, т.е. какое-то количество материала не работает и является как бы лишним. Пустотелая конструкция позволяет избежать перерасхода цветного металла и удорожания ВЛ. Аналогичные цели преследовались и при создании расширенных проводов за счет размещения внутри многопроволочной конструкции каркасных спиралей или стеклопластиковых наполнителей.

Альтернативой применения таких достаточно сложных в изготовлении конструкций является так называемое расщепление фазы на несколько составляющих  $N$ , широко применяемое во всем мире для ВЛ СВН и УВН. Так, на отечественных линиях 330 кВ используется расщепление фазы на два провода, фиксируемых на расстоянии  $a = 40$  см друг от друга металлическими распорками. На ВЛ 500 кВ применяется «пучок» из трех проводов, находящихся в вершинах равностороннего треугольника со стороной 40 см. Такой пучок эквивалентен одиночному проводу с внешним диаметром около 27 см. Для ВЛ 750 кВ  $N = 4-5$ , а для ВЛ 1150 кВ  $N = 8-10$  при  $a = 40-60$  см.

В России основным используемым типом проводов для ВЛ 35–1150 кВ до настоящего времени являются сталеалюминиевые. Они имеют стальной сердечник из 1, 7, 19, 37 или 61 проволоки

(соответственно 1, 2, 3, 4 или 5 повивов). На этот сердечник накладываются от 1 до 4 повивов алюминиевых проволок. В соответствии с ГОСТ 839-80 сталеалюминиевые провода выпускаются в четырех модификациях (марок АС, АСК, АСКС и АСКП).

Наличие в марке буквы «К» символизирует коррозионную устойчивость провода. Такие провода применяются в районах с «загрязненной атмосферой» (на побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и т. п.). Стойкость против коррозии обеспечивается, во-первых, изоляцией стального сердечника двумя лентами из синтетической пленки и, во-вторых, нанесением на его поверхность нейтральной смазки повышенной термостойкости (марка АСК) или заполнением ею сердечника (марка АСКС) или всего провода (марка АСКП).

Механические (прочностные) характеристики сталеалюминиевого провода определяются соотношением суммарного поперечного сечения алюминиевых проволок  $F_{ал}$  к суммарному сечению проволок стального сердечника  $F_{ст}$ . По соотношению  $F_{ал}/F_{ст} = k_F$  различают пять исполнений таких проводов (табл. 5).

Таблица 5

#### Варианты исполнения сталеалюминиевых проводов

Исполнение	$F_{ал}/F_{ст}$	Номенклатура
Специальное облегченное	12,2-18,1	330/27; 400/22; 500/27; 1000/56
Облегченное	7,71-8,04	150/19-800/15 (15 марок)
Нормальное	6,00-6,25	35/6,2-400/64 (10 марок)
Усиленное	4,29-4,39	120/27-400/93 (6 марок)
Специальное усиленное	0,65-1,46	70/72; 95/41; 185/128; 300/204; 500/336

Использование того или иного исполнения проводов определяется в первую очередь тяжестью климатических условий, т.е. нагрузками, которые испытывает провод под действием массы гололедных образований и под давлением ветра. Помимо тяжести климатических условий выбор того или иного исполнения провода иногда связан и с необходимостью повышения надежности при пересечениях ВЛ с железными дорогами и автострадами, при переходах больших рек и т. п.

В соответствии с ГОСТ 839-80 обозначение сталеалюминиевых проводов состоит из обозначения марки (АС, АСК, АСКС, АСКП) и номинальных сечений алюминиевой части и стального сердечника, например АС 150/24, АСК 240/56 и т. п. В качестве примера в табл. 6 приводятся характеристики проводов марки АС с номинальным сечением алюминиевой части  $185 \text{ мм}^2$  для четырех различных исполнений. Если сопоставить такой провод облегченного исполнения с проводом специального усиленного исполнения, то последний характеризуется примерно в 2 раза большей массой и в 3 раза большим разрывным усилием  $F_{\text{разр}}$ . Из данных табл. 6 следует также, что фактическое сечение алюминиевой части провода совпадает с номинальным лишь для провода усиленного исполнения, а стального сердечника – лишь для провода марки АС 185/128. В остальных случаях они различаются, хотя и незначительно.

Таблица 6

Характеристика проводов с  $F_{\text{ал.ном}} = 185 \text{ мм}^2$

Марка провода	Фактические сечения, $\text{мм}^2$		Масса, кг/км			$F_{\text{разр}}$ , Н	$k_F$	Исполнение
	$F_{\text{ал}}$	$F_{\text{ст}}$	алюминия	стали	провода			
АС 185/24	187	24,2	515	190	705	604	7,73	Облегченное
АС 185/29	181	29	500	228	728	648	6,24	Нормальное
АС 185/43	185	43,1	509	337	846	808	4,29	Усиленное
АС 185/128	187	128	517	1008	1525	1837	1,46	Специальное усиление

Грозозащитные тросы выполняют из стальных оцинкованных многопроволочных канатов марки ТК сечением 35, 50 и  $70 \text{ мм}^2$ . Если грозозащитные тросы используются для организации высокочастотных каналов связи, то они должны выполняться из материала с высокой электропроводностью. Поэтому в таком случае применяют провода марок АС 70/72 и АС 95/141. Наилучшими характеристиками с точки зрения прохождения высокочастотного сигнала обладают тросы из сталеалюминиевой

проволоки типа «алюмовелд», когда каждая проволока имеет тонкий стальной сердечник, покрытый алюминиевой оболочкой.

На ВЛ напряжением до 110 кВ тросы применяют только на подходах к подстанциям, чтобы уменьшить вероятность грозových перенапряжений в непосредственной близости от подстанционного оборудования. На ВЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше, сооружаемых на стальных и железобетонных опорах, тросы подвешивают вдоль всей линии. Их количество (один или два) определяется типом опоры и расположением на ней проводов. Сооружение линий 110–330 кВ без тросов допускается лишь в районах с малой интенсивностью грозовой деятельности (менее 20 грозových часов в году), а также в особо гололедных районах, где толщина стенки гололеда больше 20 мм. Воздушные линии напряжением 110–220 кВ на деревянных опорах тросами не защищаются.

Существуют три способа подвески троса. По первому способу трос подвешивается без изоляторов и заземляется на каждой промежуточной опоре. Лишь на металлических и железобетонных анкерных опорах он крепится на изоляторах. Согласно ПУЭ этот способ должен применяться на всех ВЛ напряжением 150 кВ и ниже. На линиях 220 кВ и выше используется второй способ, согласно которому трос крепится на изоляторах, шунтируемых искровыми промежутками, на всех опорах. При этом трос делится на участки, совпадающие с анкерными пролетами, и каждый такой участок заземляется в одной точке.

В случае использования троса для отбора мощности или высокочастотной связи применяется третий способ, когда трос полностью изолируется по всей длине линии и изоляторы шунтируются искровыми промежутками.

#### **1.4. Классификация опор**

Многообразие применяемых в электросетевом строительстве типов опор влечет за собой необходимость их классификации по целому ряду признаков. Они приведены в табл. 7, где также представлены соответствующие каждому признаку разновидности опор, а также некоторые краткие комментарии.

Таблица 7

## Классификация опор воздушных линий

Признак	Тип опоры	Примечание
Количество трехфазных цепей	Одноцепная	Всех напряжений
	Двухцепная	35-330 кВ
	Многоцепная	–
Способ крепления проводов	Промежуточная	Зажимы поддерживающие
	Анкерная	Зажимы натяжные
Положение на трассе	Угловая	В точках поворота трассы
Конструктивное выполнение	Свободностоящая	–
	На оттяжке	–
Материал	Деревянная	До 220 кВ
	Железобетонная	До 500 кВ
	Металлическая	Всех напряжений
Специальное назначение	Транспозиционная	По концам участков цикла
	Ответвительная	Ответвления магистральной
	Переходная	Переходы через реки и т.п.

Итак, по количеству трехфазных цепей различают опоры:

- одноцепные, которые применяются при сооружении ВЛ любых номинальных напряжений;
- двухцепные, которые в России применяются для ВЛ 35–330 кВ, а за рубежом и на линиях 380–500 кВ;
- многоцепные, которые применяются за рубежом в густонаселенных районах с высокой стоимостью земли для экономии территории, отчуждаемой под трассу ВЛ. В качестве примера такой конструкции на рис. 4 показана металлическая шестицепная опора комбинированной ВЛ, где на верхних двух ярусах расположены фазы двух цепей 380 кВ, под ними размещены две цепи 220 кВ, а на нижней траверсе подвешены две цепи 110 кВ. Вертикальный размер этой опоры составляет 63,4 м, зато горизонтальный габарит – только 34 м.

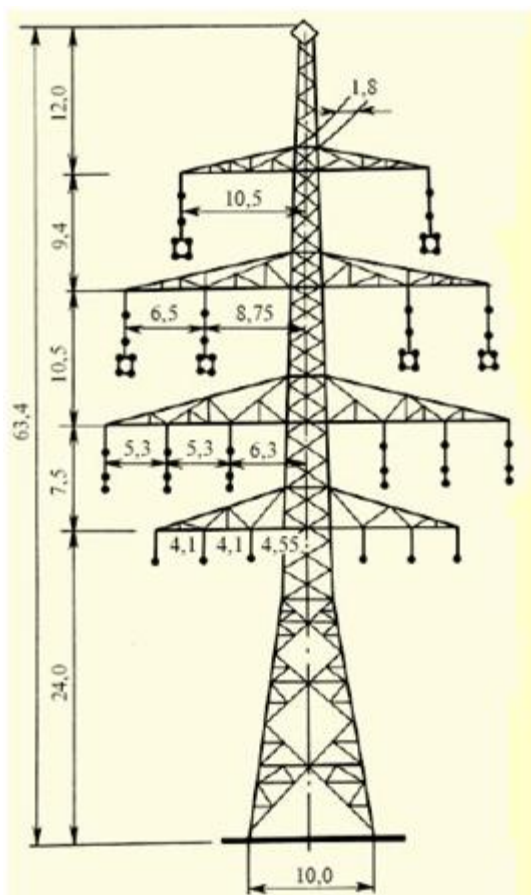


Рис. 4. Опора многоцепной комбинированной ВЛ 380-220/110 кВ

Основанием второго признака служит способ крепления проводов. Здесь в первую очередь выделяются промежуточные опоры, на которых провода закрепляются в поддерживающих зажимах. Это основной тип опор, составляющий около 90 % их общего числа. Кроме них выделяются анкерные опоры, на которых провода закрепляются в натяжных зажимах. Эти опоры расположены по концам анкерного пролета (анкерного участка), эскиз которого был показан на рис. 2.

По положению на трассе различают опоры, расположенные на прямых ее участках, и угловые (или анкерные угловые), расположенные в точках изменения направления (поворота) трассы линии. В этих точках на опору действует сила тяжения проводов и тросов, направленная по биссектрисе внутреннего угла. Поэтому в отличие от обычной промежуточной опоры угловая должна иметь раскосы, противодействующие опрокидывающему момен-

ту в направлении действия этой силы. При углах поворота, превышающих  $20^\circ$ , устанавливаются анкерные угловые опоры.

По конструктивному выполнению опоры делятся на свободностоящие и на оттяжках. Применение металлических тросовых оттяжек, которые крепятся с одной стороны к верхним частям опоры, а с другой стороны к анкерным плитам, заглубленным в грунт на 2–3 м, обеспечивает устойчивость опоры и по сравнению со свободностоящими опорами позволяет значительно сократить расход материала, из которого изготавливаются элементы опоры, а следовательно, и ее стоимость.

В качестве материала для изготовления опор используются древесина, железобетон и сталь. Деревянные опоры в России применяют на ВЛ с номинальным напряжением до 220 кВ включительно, хотя в США есть опыт строительства ВЛ 345 кВ на опорах из клееной древесины. В качестве примера на рис. 5 показана одноцепная свободностоящая промежуточная деревянная опора ВЛ 110 кВ.

Нижние части опоры (пасынки) заглублены в землю на 2,5 м. Для повышения прочности заделки опор в грунте к пасынкам крепятся поперечные ригели. В настоящее время применяются опоры с железобетонными пасынками, что способствует увеличению срока службы опор. Последний определяется стойкостью древесины к гниению. Поэтому все остальные элементы – стойки, траверса и раскосы (или перекрестные ветровые связи) пропитываются антисептиком. Для их изготовления используется древесина лиственницы или сосны. Стойки соединяются с пасынками проволочными бандажами.

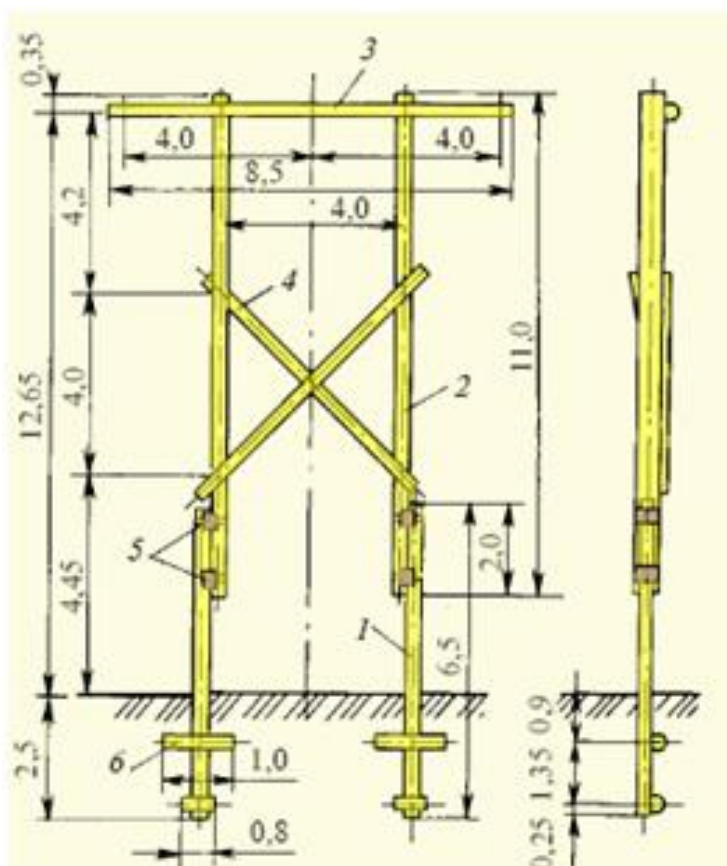


Рис. 5. Деревянная промежуточная опора ВЛ 110 кВ: 1 – пасынок; 2 – стойка; 3 – траверса; 4 – раскос; 5 – бандаж; 6 – ригель

Унифицированные железобетонные опоры в России применяются для сооружения ВЛ с номинальным напряжением до 500 кВ включительно. Они имеют металлические траверсы и тросостойки. Стойки изготовляют из вибрированного или центрифугированного железобетона. В первом случае они имеют двутавровое, квадратное или прямоугольное сечение. Стойки из центрифугированного железобетона имеют кольцевое сечение и цилиндрическую либо коническую форму. Двухцепные одностоечные железобетонные опоры применяют при напряжениях 110–220 кВ, одноцепные (одно- и двухстоечные) на линиях 35–500 кВ. В качестве примера на рис. 6 показана промежуточная одноцепная свободностоящая железобетонная опора ВЛ 220 кВ с треугольным расположением проводов (на рисунке не показаны). Ее стойка имеет длину 26 м и заглубляется в грунт на 3,3 м.



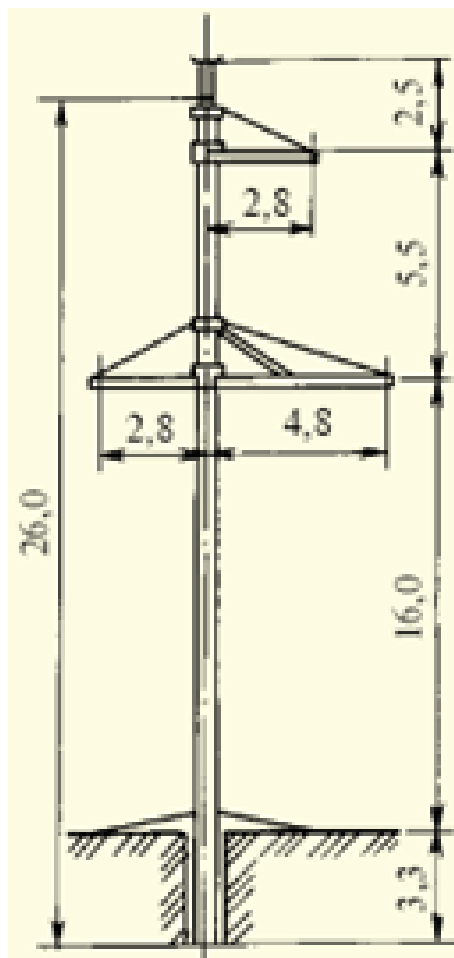


Рис. 6. Железобетонная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ

Металлические опоры применяются во всем диапазоне номинальных напряжений (35–1150 кВ). Их основными элементами являются ствол (у свободностоящих опор башенного типа) или стойки (у порталных и V-образных опор), траверсы в форме пространственных ферм, тросостойки и оттяжки, если они предусмотрены конструкцией. На рис. 7 представлены примеры промежуточных металлических опор перечисленных выше типов (башенного, порталного и V-образного).

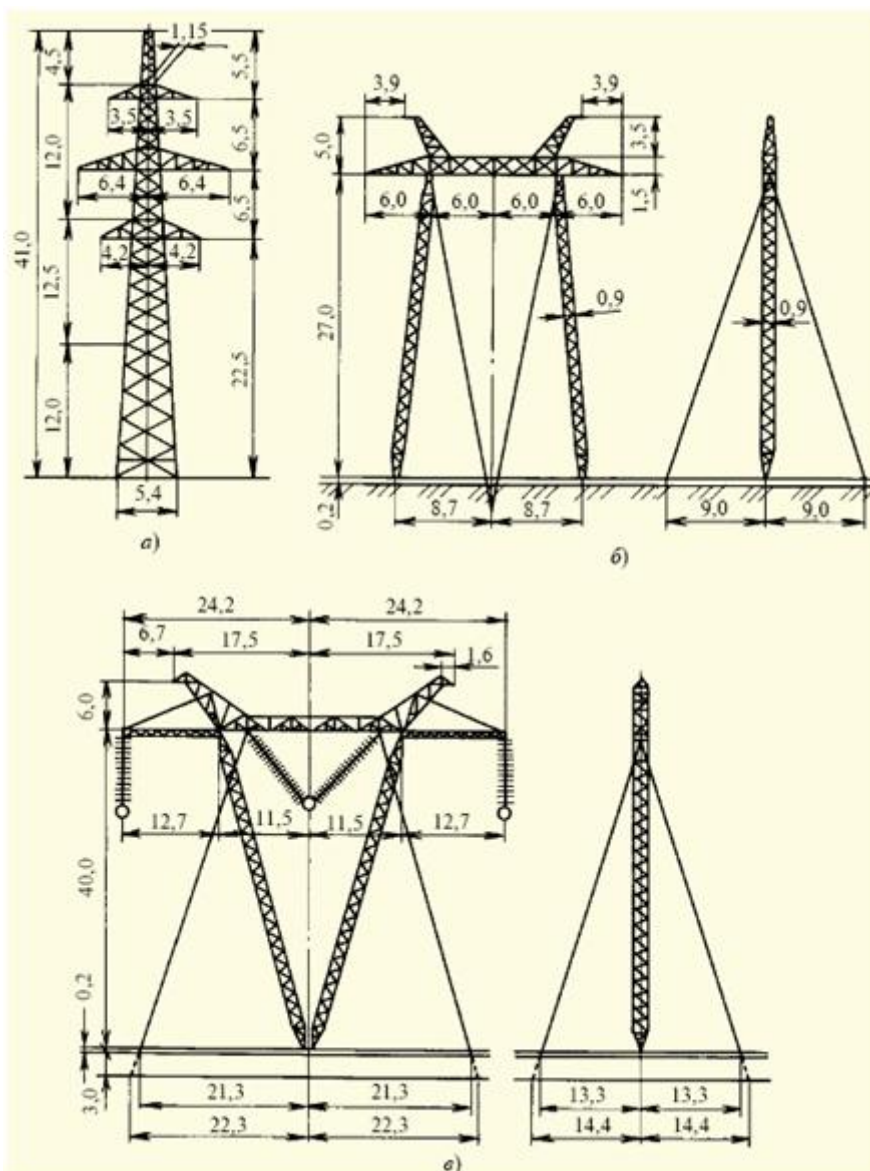


Рис. 7. Типы промежуточных металлических опор: а – двухцепная свободностоящая опора 220 кВ; б – одноцепная порталная 500 кВ на оттяжках; в – одноцепная V-образная 1150 кВ на оттяжках

Ствол башенной опоры состоит из четырех вертикальных поясов из стальных угольников, связывающих соседние пояса раскосов, образующих решетку, и диафрагм (горизонтальных крестообразных связей поясов), придающих опоре жесткость и устойчивость. По способу сборки металлические опоры могут быть сварными и болтовыми. Сварные опоры изготавливаются на заводе секциями, размеры которых лимитируются условиями транспортировки на трассу, где эти секции сочленяются с помо-

щью болтов. Болтовые опоры полностью собираются на трассе. Их преимуществами являются большее удобство транспортировки составных элементов и упрощение технологии защиты от коррозии (горячей оцинковки) этих элементов в заводских условиях.

Помимо перечисленных выше выделяется группа опор специального назначения. К ним относятся транспозиционные, ответвительные и переходные опоры. Транспозиционные опоры устанавливаются по концам участков цикла транспозиции (рис. 8).

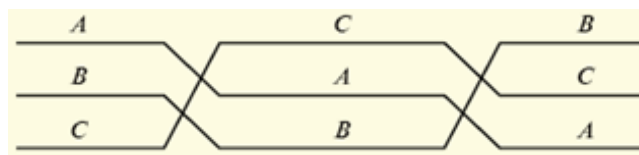


Рис. 8. Схема цикла транспозиции фаз А, В, С воздушной линии

Под транспозицией понимается циклическая перестановка фаз с целью снижения несимметрии систем векторов токов и напряжений в конце линии (при симметричных системах этих векторов в ее начале), вызываемой различием реактивных параметров фаз (индуктивностей и емкостей) вследствие несимметричного расположения проводов на опорах. На линиях длиной до 100 км обычно осуществляется один цикл транспозиции, если это допустимо по условиям влияния на проводные линии связи, прокладываемые параллельно ВЛ. Ответвительные опоры служат для выполнения ответвлений от основной линии, а переходные – для осуществления переходов через реки и другие водные пространства. Высота последних в ряде случаев достигает 100 м.

На одноцепных опорах в настоящее время применяют два расположения проводов – по вершинам треугольника (на ВЛ 35–330 кВ с железобетонными и стальными опорами) и горизонтальное (на всех ВЛ напряжением 220 кВ и выше и на ВЛ 35–110 кВ с деревянными опорами). На двухцепных опорах рекомендуется расположение проводов по вершинам шестиугольника (типа «бочка»).

## 1.5. Провода для воздушных линий электропередачи

Для воздушных линий электропередачи на напряжение 35–1150 кВ применяются неизолированные алюминиевые и сталеалюминиевые провода. Основные конструкции этих проводов показаны на рис. 9. Алюминиевые и сталеалюминиевые провода являются многопроволочными, причем алюминиевые проволоки определяют электрические характеристики провода, а стальной сердечник обеспечивает механические характеристики. Многопроволочный сердечник состоит из стальных оцинкованных проволок и покрывается слоем нейтральной смазки.

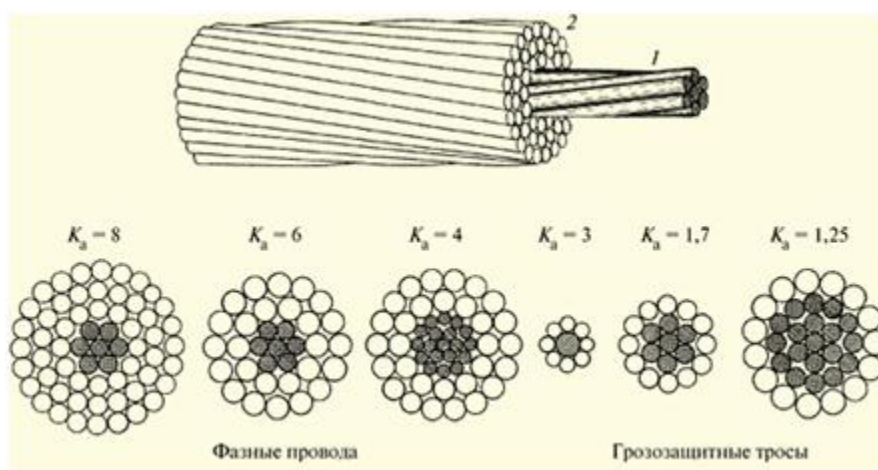


Рис. 9. Конструкции упрочненных сталеалюминиевых проводов для ЛЭП:  $K_a$  – отношение сечений алюминия и стали; 1 – стальной сердечник; 2 – стальной сердечник

Чем больше наружный диаметр провода, тем выше потери на коронный разряд. Поэтому для напряжений, превышающих 220 кВ, приходится выбирать провода большего сечения по сравнению с оптимальным, что несколько ухудшает экономические показатели ЛЭП. Для уменьшения потерь при передаче электроэнергии в ЛЭП обычно используется расщепление фаз, которое не связано с изменением конструкции проводов.

При воздействии агрессивной атмосферы или атмосферы с повышенной влажностью возможна интенсивная коррозия алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, что приводит к выходу из строя ЛЭП за 4-8 лет. Поэтому для повышения срока службы

проводов в таких условиях эксплуатации на поверхность стального сердечника и по повивам алюминиевой проволоки наносится специальная защитная смазка, обычно на основе углеродных материалов.

Кроме алюминиевых и сталеалюминиевых проводов в ЛЭП используются также провода из сплавов алюминия, которые при достаточно высокой электрической проводимости имеют высокие механические характеристики, позволяющие в ряде сплавов отказаться от применения стального сердечника и уменьшить массу проводов.

Алюминиевые сплавы на основе Al-Mg-Si достаточно широко применяются за рубежом для изготовления проводов для воздушных ЛЭП. Химический состав сплавов и их свойства в стандартах разных стран различаются незначительно. За базовые сплавы принимаются обычно сплавы по стандарту США, имеющие цифровое обозначение 6101 и 6201. В отечественной практике используются провода из упрочненного сплава сечением до  $185 \text{ мм}^2$  двух модификаций: провода из нетермообработанного сплава с пониженным уровнем прочностных характеристик и провода из термообработанного сплава, разрывная прочность и электрическое сопротивление которых соответствуют требованиям стандарта Международной электротехнической комиссии. Однако применение их в отечественной практике ограничено. В то же время сравнение характеристик сталеалюминиевых проводов и проводов из алюминиевого сплава свидетельствует в пользу последних. Так, если сравнивать сталеалюминиевые провода с номинальным сечением по алюминию  $525 \text{ мм}^2$  и заменяющего его аналога – провода из упрочненного алюминиевого сплава сечением  $585 \text{ мм}^2$ , то провод из сплава алюминия имеет массу на 20 % меньше, разрывное усиление на 18 % выше и электрическое сопротивление на 5 % ниже. При этом экономическая эффективность достигается за счет увеличения длины пролетов и уменьшения количества опор на ЛЭП.

Самонесущие изолированные провода (СИП) применяются для воздушных распределительных сетей низкого и среднего напряжения взамен неизолированных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов. Базовая конструкция провода на низкое напряжение: пучок скрученных изолированных светостабилизи-

рованными сшитым ПЭ фазных проводников с несущим нулевым проводом и проводом меньшего сечения для уличного освещения (рис. 10). Несущий нулевой провод выполняется из алюминиевого сплава на базе Al-Mg-Si с разрывной прочностью на единицу сечения не менее 295 МПа (для сравнения – разрывная прочность алюминия около 165 МПа). Провод подвешивается на опорах ЛЭП. СИП на напряжения 10–20 кВ имеет токопроводящую жилу из алюминиевого сплава и изоляцию из светостабилизированного сшитого ПЭ.

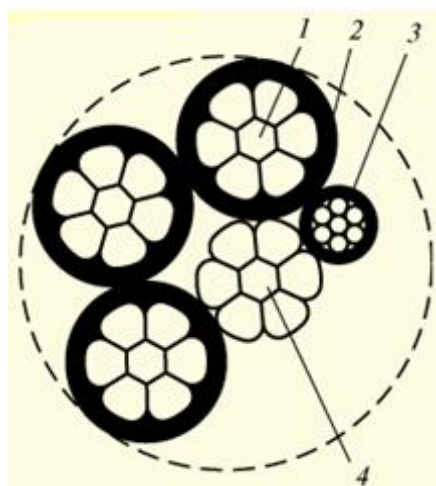


Рис. 10. Конструкция самонесущего изолированного провода для ЛЭП напряжения 1 кВ: 1 – токопроводящая жила из алюминиевой проволоки; 2 – изоляция из сшитого полиэтилена; 3 – изолированный провод освещения; 4 – нулевая несущая жила из сплава алюминия

Эксплуатационные преимущества изолированных самонесущих проводов по сравнению с неизолированными:

- повышенная надежность в эксплуатации за счет значительно меньшей вероятности короткого замыкания (проводники фаз изолированы);
- стойкость к атмосферным воздействиям (гололед, ветровые нагрузки);
- снижение индуктивного сопротивления в 3,5 раза, что позволяет сократить потери электроэнергии и увеличивает токи нагрузки;

- защита зеленых насаждений (не требуется вырубки деревьев и кустарников по трассе прокладки).

### **1.6. Волоконно-оптические кабели для подвески на воздушных ЛЭП**

В последние 10-15 лет в мировой практике начали широко использоваться волоконно-оптические кабели связи, которые по сравнению с традиционными медными имеют ряд преимуществ:

- возможность передачи огромного потока информации;
- высокая защищенность от внешних электромагнитных помех;
- экономия меди и других материалов, так как один волоконно-оптический кабель заменяет несколько медных;
- малое ослабление передаваемого сигнала и независимость его от частоты в широком диапазоне частот.

Наиболее широко применяемое в кабелях одномодовое оптическое волокно (волокно, по которому может распространяться только один тип электромагнитной волны) имеет сердечник диаметром 6-10 мкм, по которому в виде луча и распространяется сигнал. Оболочка (наружный диаметр обычно 125 мкм) лишь создает лучшие условия отражения на границе сердечник – оболочка и защищает от излучения энергии (потерь) в окружающее пространство. Если при передаче информации по электрическим кабелям связи необходимо устанавливать усилители через несколько километров, то при передаче сигнала по волоконно-оптическим кабелям расстояние между усилителями составляет 120 км и более.

Идея использования подвесных волоконно-оптических кабелей в ЛЭП возникла в связи с тем, что ЛЭП уже существуют, их характеристики и возможности хорошо изучены, они обладают высокой надежностью. Прокладка же отдельно волоконно-оптических кабелей обходится значительно дороже, в ряде случаев вообще невозможна, например в горных районах или других труднодоступных местах.

Современные подвесные волоконно-оптические кабели в основном разделяются на следующие типы.



Встроенные в грозозащитный трос (в России принята аббревиатура ОКГТ, за рубежом OPGW). Конструкции таких кабелей показаны на рис. 11. В мировой практике 80–90 % всех подвесных волоконно-оптических кабелей, совмещаемых с ЛЭП, встраиваются в грозозащитный трос. В центре троса располагается модуль, внутри которого и находятся оптические волокна. Как правило, модуль представляет собой пластмассовую или металлическую трубку. Центральный элемент может быть многомодульным, т.е. несколько модулей скручиваются вместе, образуя повив, обычно вокруг силового элемента. Во всех таких кабелях поверх трубки с оптическими волокнами расположены один или два повива металлических проволок, образующих трос. Проволоки могут быть стальные; стальные, плакированные алюминием; из алюминиевого сплава; алюминиевые. В двухповивном тросе внешний повив состоит из проволок повышенной электропроводности, а внутренний – из проволок с высокой механической прочностью. Проволоки внутреннего повива, обеспечивающие механическую прочность троса, защищены от воздействия при ударах молнии. Во внешнем повиве температура проволок в этом случае повышается, но внутренний повив не испытывает этих воздействий и как бы экранирует от нагрева оптические модули. В одноповивном тросе сочетаются оба типа проволок.

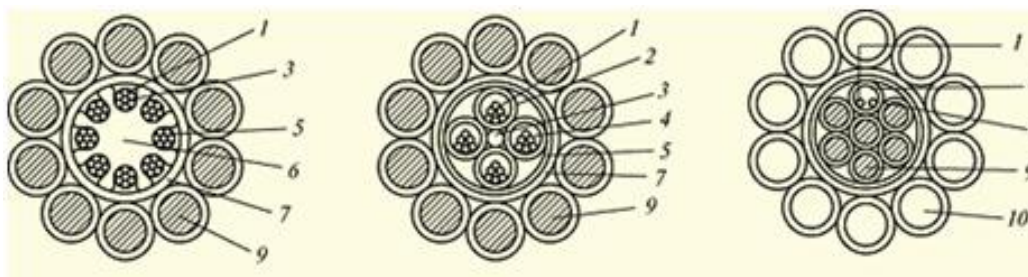


Рис. 11. Кабели OPGW различного конструктивного исполнения: 1 – оптическое волокно; 2 – оптический модуль; 3 – центральный силовой элемент (стеклопластик); 4 – гидрофобный компаунд; 5 – скрепляющая лента; 6 – алюминиевый профилирующий сердечник; 7 – алюминиевая трубка; 8 – трубка из нержавеющей стали; 9 – стальная проволока, плакированная алюминием; 10 – алюминиевая проволока



Самонесущие с тросом или периферийным несущим элементом. Одна из конструкций таких самонесущих кабелей – это так называемый кабель восьмерочного типа, когда в поперечном сечении форма кабеля образует цифру «8», а сердечник кабеля и стальной несущий трос заключены в общую полиэтиленовую оболочку. Оптическая часть кабеля фактически удерживается за счет силового элемента, в качестве которого используются прутки из стеклопластика и высокопрочные нити из ароматического полиамида (типа кевлар). Эти кабели крепятся с помощью спиральных зажимов, которые представляют собой проволочные спирали, навиваемые на кабель.

Навиваемые на фазный провод либо на грозозащитный трос (навивные). В качестве модификации таких кабелей можно рассматривать волоконно-оптические кабели, прикрепляемые к грозозащитному тросу путем обмотки лентой или посредством специальных бандажей. Это наименее распространенный волоконно-оптический кабель, хотя внешне наиболее простой. Основная проблема таких кабелей – взаимное влияние кабеля и троса (или провода), на который он навивается, при нагреве. Нагрев при коротких замыканиях может быть весьма значительным (200 °С и более), и за счет разности коэффициентов температурного расширения натяжение кабеля будет ослабевать. Есть и некоторые другие проблемы (гололед, воздействие вибраций и т.п.).

В целом совершенно очевидно, что использование волоконно-оптических кабелей в энергосистемах будет расширяться, как это сделано и делается за рубежом.

## **2. Требования к содержанию отчета**

Зарисовать эскизы предложенных опор и проводов, дать основные размеры, затем на занятии пояснить их. Также необходим краткий конспект основных теоретических положений.

## **3. Контрольные вопросы**

1. Классификация линий электропередач.
2. Наиболее важный признак, определяющий различие конструктивных и электрических характеристик ЛЭП.

3. Что такое воздушная линия?
4. Основные конструктивные элементы ВЛ.
5. Каким условиям должны соответствовать ВЛ?
6. Какие действия ветра обуславливает нежелательные явления?
7. Каким техническим и экономическим требованиям должны удовлетворять проводниковые материалы ВЛ?
8. Поясните конструкцию неизолированных проводов.
9. Что символизирует наличие в марке буквы «К»?
10. Поясните классификацию опор.
11. Что такое транспозиция?
12. Поясните конструкцию упрочненных сталеалюминиевых проводов для ЛЭП.
13. Преимущества волоконно-оптических кабелей перед традиционными?
14. Какие волоконно-оптические кабели бывают, и поясните особенности каждого вида.

### **Тема № 5 «Исследование распределения напряжения по гирлянде подвесных изоляторов»**

**Цель работы:** Изучить распределение напряжения по элементам гирлянды подвесных изоляторов, ознакомиться с применением высоковольтной измерительной штанги.

**Порядок выполнения работы:** Самостоятельно ознакомиться с теоретическими положениями, подготовить ответы на контрольные вопросы. На занятии студент представляет свой отчет в письменном или машинно-письменном виде. Преподаватель задает вопросы по лабораторным экспонатам. Лабораторная работа считается сданной, если студент представил отчет и ответил на вопросы преподавателя по данной лабораторной работе.

## 1. Основные теоретические сведения

### 1.1. Общие сведения

Для изолирования токоведущих проводов линий электропередачи на высоких напряжениях используются линейные изоляторы, которые по конструкции разделяются на тарельчатые, штыревые и стержневые. Тарельчатые и штыревые изоляторы изготавливают из электротехнического фарфора или закаленного стекла, стержневые – из высокопрочного фарфора или полимеров. В последнее время тарельчатые изоляторы, в основном, выпускают из закаленного стекла, так как они более дешевые и удобны в эксплуатации. Изоляторы спроектированы так, что в сухом состоянии напряжение перекрытия превышает пробивное напряжение приблизительно в 1,6 раза, что обеспечивает отсутствие пробоя при напряжениях. Одна из возможных конструкций тарельчатого изолятора представлена на рис. 1.

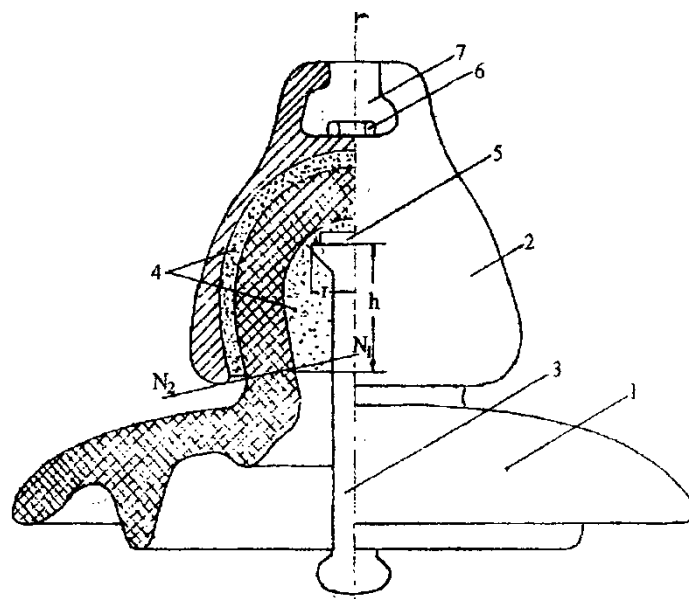


Рис.1. Подвесной изолятор: 1 – изолирующее тело изолятора; 2 – шапка изолятора; 3 – пестик; 4 – песочно-цементная связка; 5 – прокладка; 6 – пружинный замок; 7 – паз;  $N_1$ ,  $N_2$  – направление силы нормального давления

На рис. 2 представлены эскизы применяемых подвесных тарельчатых изоляторов.

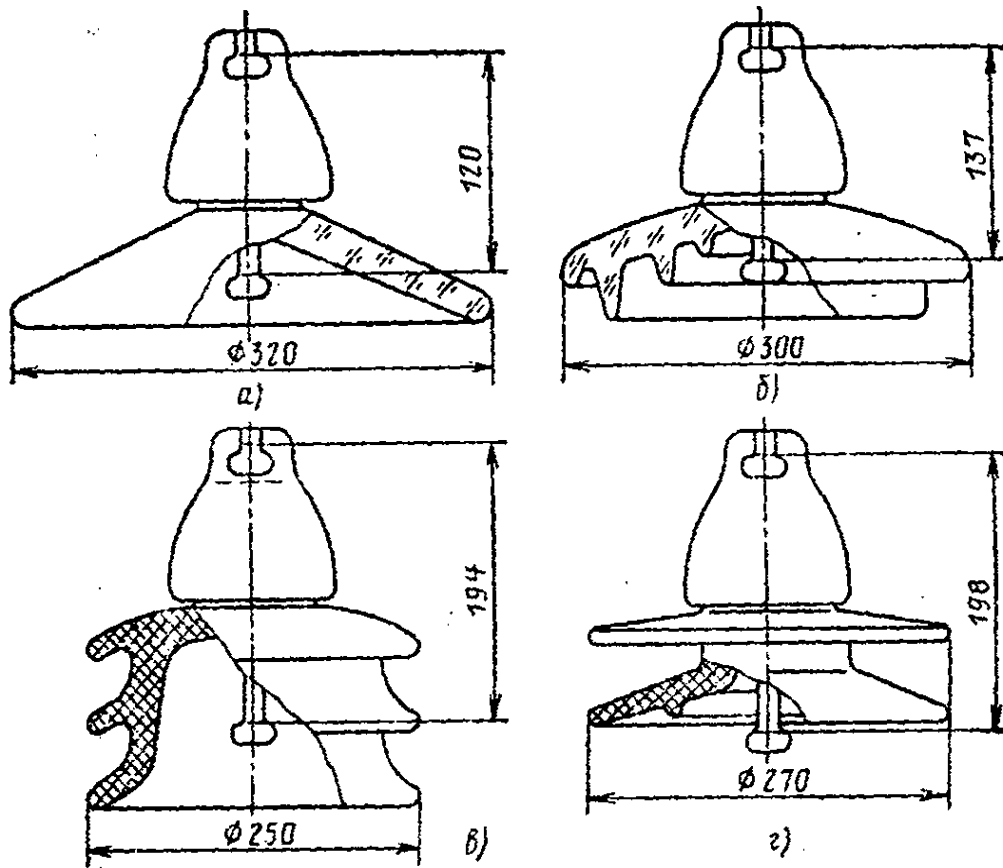


Рис. 2. Подвесные тарельчатые изоляторы: а – ПС 70-В; б – ПСГ 120-А; в – ПФГ 60-А; г – ПФГ 60-А

Для изолирования токоведущих проводов линий электропередачи при высоких напряжениях используется последовательное включение подвесных изоляторов. Одним из наиболее важных способов контроля состояния изоляции линии электропередачи является определение распределения напряжения по отдельным элементам изоляционной конструкции. Этот способ позволяет периодически проверять состояние каждого изолятора без отключения линии.

Эскиз изолятора в гирлянде и возможные пути развития разряда даны на рис. 3.

Изоляционную конструкцию, состоящую из отдельных звеньев, можно представить емкостной цепочкой, показанной на рис. 4.

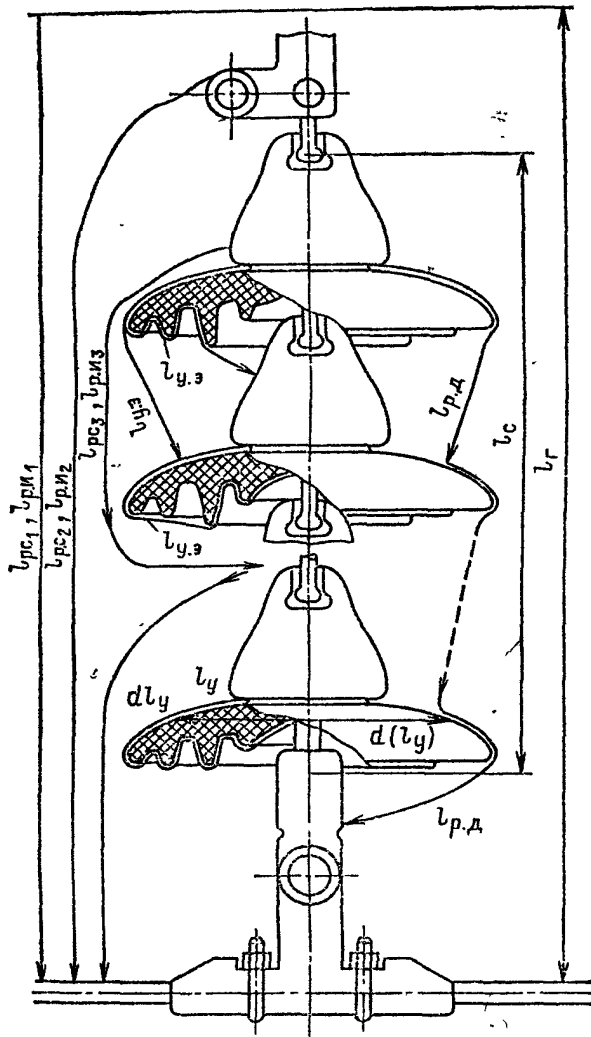


Рис. 3. Путь развития заряда:  $l_{p.c.}$  – изолятор сухой, напряжение повышенной частоты и коммутационный импульс;  $l_{p.и.}$  – грозовой импульс;  $l_{p.д.}$  – при дожде, напряжение промышленной частоты;  $l_y$  – длина пути утечки;  $l_{y.э.}$  – эффективна длина пути утечки

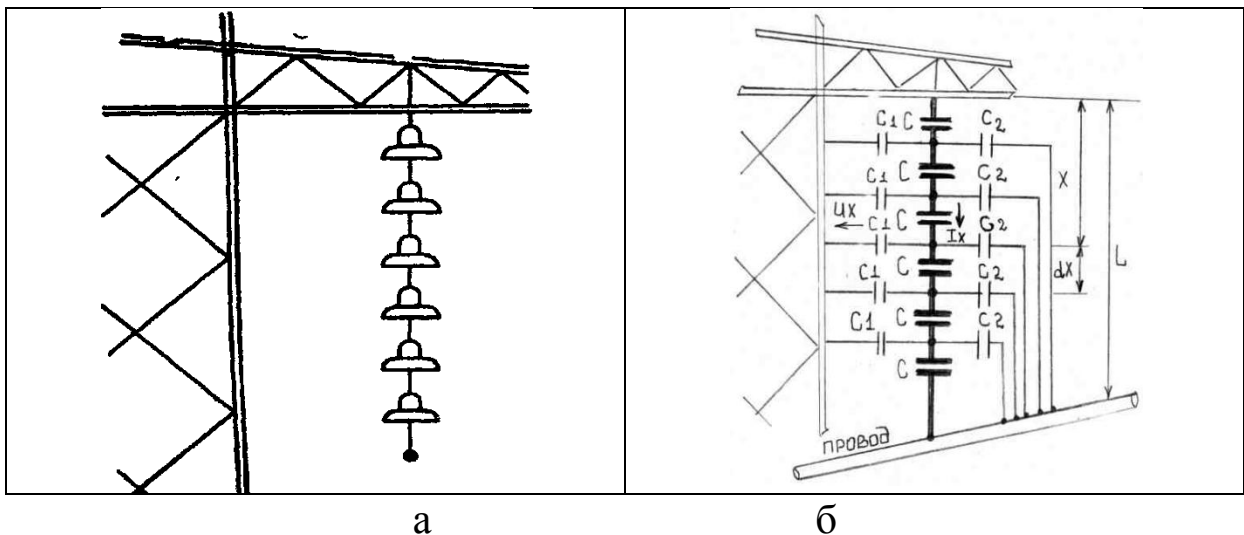


Рис. 4. Конденсаторная цепь: а – подвесная гирлянда на решетчатой мачте; б – схема замещения гирлянды

Схема замещения состоит из отдельных звеньев последовательно включенных конструктивных (собственных) емкостей  $C$ , определяемых диэлектрической постоянной материала, формой, размерами и взаимным расположением штыря и шапки изоляторов.

Напряжение по элементам гирлянды подвесных изоляторов распределяется неравномерно, т.е. на первом от провода элементе падения напряжения будет больше, чем на любом из следующих. При включении гирлянды изоляторов на переменное напряжение каждый элемент гирлянды можно представить некоторой ёмкостью  $C = 50:70$  пкФ. Кроме того, каждый изолятор будет обладать некоторой ёмкостью по отношению к земле:  $C_1 = 4:5$  пкФ и ёмкостью к проводу  $C_2 = 0,5:1$  пкФ. Ёмкостные токи, идущие через ёмкости  $C_1$  и  $C_2$  можно назвать поперечными, а ток по цепочке ёмкостей  $C$  – продольным током. Если наложить продольные и поперечные ёмкостные токи гирлянды, то нетрудно видеть, что в ближайшем к проводу узле А величина тока, ответвляющегося на землю через ёмкость  $C_1$  будет больше величины тока, протекающего от провода через ёмкость  $C_2$ , поэтому ток во втором от провода изолятора гирлянды будет меньше продольного тока, протекающего в первом изоляторе. В последних, ближайших к траверсе, изоляторах гирлянды соотношение величины ёмкостных токов на землю и на провод может оказаться другим; поперечные токи на землю оттекающие от узла В через ёмкость  $C_1$ , могут оказаться меньше поперечных токов от провода через ёмкость  $C_2$ ; разность их увеличит продольный ток, протекающий через ёмкость изолятора, ближайшего к траверсе.

Степень неравномерности распределения напряжения  $\Delta U_i$  по элементам гирлянды зависит, главным образом, от отношения:  $C_1/C$ . Чем меньше это отношение, тем, очевидно, равномернее будут нагружены изоляторы, т.е. ослабляется влияние поперечных ёмкостных токов гирлянды на ее продольный ёмкостный ток по цепочке изоляторов. Отношение  $C_2/C$  оказывает значительно меньшее влияние на распределение напряжения по элементам, однако в длинных гирляндах влияние  $C_2$  оказывается отчетливо, и величина  $U_i$  на элементах гирлянды, ближайших к траверсе, увеличивается.

Чем больше ёмкость  $C$  изолятора гирлянды, тем равномернее распределение напряжения по ее элементам.

Высокие напряженности поля на изоляторах вблизи провода могут приводить к коронированию, вызывающему старение изоляционного тела изолятора, окислительные процессы на металлической арматуре и радиопомехи.

Предположим, что к линейному электроду приложено переменное напряжение и, следовательно, через емкостную щепочку протекает ток.

При отсутствии ёмкостей  $C_1$  и  $C_2$  и равенстве ёмкостей  $C$  (рис. 5) напряжения также равны между собой, так что распределение напряжения вдоль цепочки равномерное.

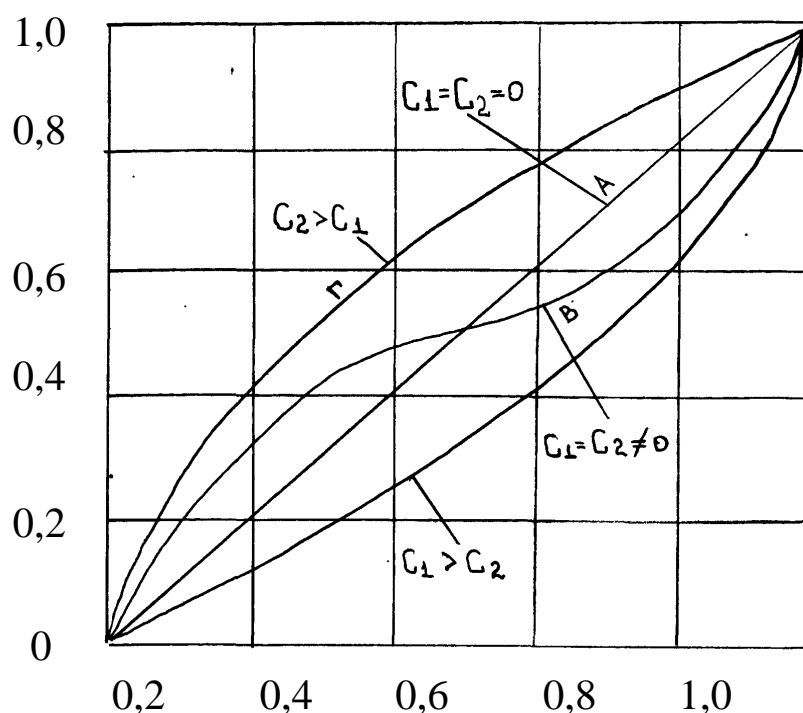


Рис. 5. Распределение напряжения вдоль гирлянды – А, В, Г

Рассмотрим влияние емкостей  $C_1$ . Очевидно, вследствие отклонения тока в эти емкости токи, проходящие через собственные емкости изолятора, а следовательно, и падение напряжения на изоляторах будут тем меньше, чем дальше от провода находится изолятор (рис. 4, б).

При наличии емкостей  $C_2$ , через эти емкости подтекает ток от линейного электрода к промежуточным, в результате чего происходит частичная компенсация тока, оттекающего по ёмкостям  $C_1$ , и распределение напряжения вблизи электрода (линейного) выравнивается так, как это показано (рис. 5, кривая В).

В реальных условиях, т.е. при  $C_1 > C_2 \neq 0$ , наибольшее напряжение прикладывается к изолятору, расположенному около провода, наименьшие напряжения – к изоляторам, находящимся в середине гирлянды, и несколько повышенные – к изоляторам у заземленного конца гирлянды.

Как показывают измерения, при одиночных проводах и числе изоляторов  $n > 6-10$  на первый от провода изолятор приходится 20–25 % напряжения, приложенного ко всей гирлянде. В таких условиях на линиях 330 кВ и более высоких классов напряжения на ближайших к проводам изоляторах гирлянд рабочее напряжение будет достаточным для появления короны.

Кривые распределения напряжения по элементам гирлянды при отсутствии и при наличии дефектных изоляторов приведены на рис. 6.

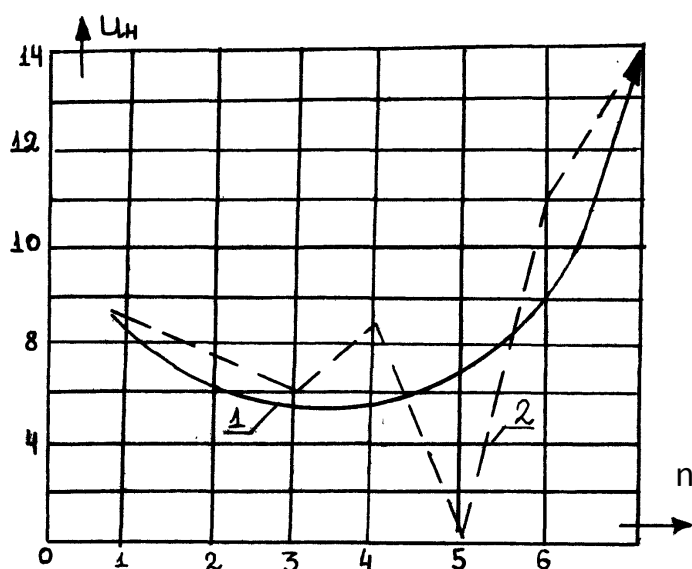


Рис. 6. Кривые распределения напряжения по элементам гирлянды при отсутствии (I) и при наличии (II) дефектных изоляторов

Имеется несколько путей улучшения распределения напряжения по элементам гирлянды:

- а) применяют изоляторы большой собственной емкости, например, стеклянные;
- б) используют изоляторы, покрытые полупроводящей глазурью, что увеличивает активную составляющую продольного тока гирлянды и снижает влияние поперечных емкостных токов;
- в) применяют защитную арматуру в виде экранных колец, рогов, восьмерок, которые монтируются на обоих или только на линейном конце гирлянды.



Измерение распределения напряжения вдоль гирлянды изоляторов в эксплуатации производится с помощью высоковольтных контрольных или измерительных штанг. На электроды изолятора накладываются щупы, к которым подсоединен измерительный прибор или регулируемый искровой промежуток, которые крепятся на измерительной штанге (рис. 7). Перенося щупы штанги с одного изолятора на другой, поочередно измеряют напряжение  $\Delta U_i$  на изоляторах гирлянды.

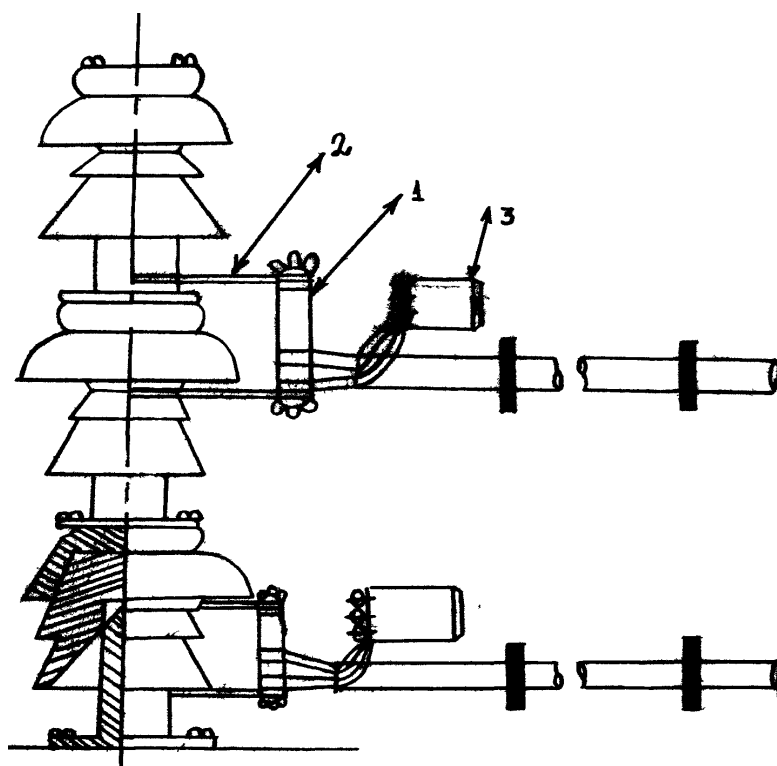


Рис. 7. Положение измерительных щупов

Существует несколько типов штанг в зависимости от конструкции измерительного устройства:

1. *Жужжащие штанги.* Одним концом вилки касаются шапки испытуемого, а другим – шапки соседнего изолятора. Если при постепенном шунтировании изолятора не возникает искрового разряда с характерным треском, то такой элемент считается дефектным.

2. *Штанги с искровым промежутком.* К концам вилки, которые изолированы друг от друга, присоединен небольшой шаровой разрядник. При помощи специального приспособления мож-

но изменять расстояние между шарами. Отсутствие разряда на шарах до полного их сближения будет указывать на то, что изолятор пробит. При наличии пробитого изолятора в гирлянде замыкание через искру при измерениях напряжения на одном из здоровых изоляторов может привести к перекрытию гирлянды. Во избежание таких замыканий в штангах для контроля изоляторов предусмотрен последовательно включенный с искровым промежутком конденсатор, который должен быть рассчитан на фазовое напряжение сети, в которой производят испытания изоляторов.

3. Наиболее совершенной является *универсальная измерительная штанга*, на конструкции которой мы остановимся подробнее, поскольку она используется в данной работе (рис. 7). Основными элементами штанги являются: свертываемые бакелитовые трубки и измерительная головка. Головка штанги представляет собой короткую бакелитовую трубку 1, на которой закреплены два съемных щупа 2. Внутри головки находится сопротивление 70 МОм. Ниже на бакелитовой трубке закреплён прибор (милливольтметр) 4. Данная штанга предназначена для контроля изоляторов и измерения сопротивления контактов. При измерении напряжения на изоляторе переключатель прибора должен быть всегда в положении «-5-». Тогда напряжение на изоляторе можно найти по уравнению (1):

$$\Delta U_i = 5 * \text{показания прибора.} \quad (1)$$

Как контрольные, так и измерительные штанги позволяют установить наличие дефектных изоляторов, но не дают точного значения падения напряжения.

### **1.1. Инструкция по эксплуатации**

Перед сдачей в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации штангу периодически осматривать и испытывать один раз в три месяца в сезон измерений, но не реже одного раза в год.

Испытывать штангу по программе и нормам, соответствующим заводскому протоколу контрольного испытания штанг.

Нельзя применять штангу в установках с напряжением, превышающим наибольшее допустимое рабочее напряжение, а также пользоваться штангой, срок испытания которой истек.

Перед применением штангу необходимо обтереть сухим, мягким материалом, проверить ее исправность и надежность крепления рабочей части к изолирующей. Запрещается применять штангу с нарушенным лаковым покрытием изоляционной части.

## 1.2. Правила работы со штангой

1. Для контроля состояния изоляторов к штанге крепят измерительное устройство со щупами.

2. Для проверки состояния контактных соединителей к штанге крепят измерительное устройство со щупами.

Производят два или три замера. В первом и втором измерении на проверяемое контактное соединение симметрично накладывают щупы с насечкой.

Для сравнения производят третий замер, для чего щупы накладывают на целый провод или шину.

Качество контактного соединения оценивается сравнением падения напряжения от тока нагрузки  $U_k$  на участке, содержащем контакт, с падением напряжения на участке, такой же длины целого провода  $U_n$  при одной и той же токовой нагрузке:

$$K = \frac{U_k}{U_n}.$$

При хранении, а также транспортировке выездными бригадами штанги предохранять от механических повреждений и сырости.

При длительном хранении штанги помещать в сухие склады, свободные от агрессивных паров или газов, с температурой от 5 °С до 20 °С.

Кроме вышеизложенного, пользование штангой должно быть в полном соответствии с требованиями «Правил пользования и испытаниях защитных средств, применяемых в электроустановках».

Как контрольные, так и измерительные штанги позволяют установить наличие дефектных изоляторов, но не дают точного значения падения напряжения на каждом элементе гирлянды.

## 2. Требования к содержанию отчета

Зарисовать эскизы предложенных изоляторов, дать основные размеры и тип, затем найти их на стенде. При помощи справочной литературы дать расшифровки букв и цифр предложенных изоляторов. Нарисовать эпюру механических нагрузок на тело изоляции тарельчатого изолятора с конической головкой. Для указанных преподавателем изоляторов написать область применения, достоинства и недостатки. Произвести краткий сравнительный анализ стеклянных, фарфоровых и полимерных изоляторов. **Вывод:** Кратко описываются итоги проделанной работы, и приводится анализ полученных результатов. Выводы не должны быть простым перечислением того, что сделано. Необходимо отметить, что нового узнал студент при выполнении работы, к чему привело обсуждение результатов, насколько выполнена заявленная цель работы.

## 3. Контрольные вопросы

1. Как увеличить разрядное напряжение проходного, опорного и подвесного изоляторов, не изменяя их строительных размеров?
2. С какой целью выполняется глазуровка изоляции?
3. Каким профилактическим испытаниям подвергается изоляция для внешнего и внутреннего исполнения?
4. Как исключить коронное явление в области изолятора у провода или шины?
5. Какие материалы используются для подвесных изоляторов?
6. Какими особенностями обладают полимерные изоляторы по сравнению с фарфоровыми и стеклянными?
7. Каким образом происходит сборка гирлянды подвесных изоляторов?
8. Особенности конструкции подвесных изоляторов.

## **Тема № 6 «Защита электроустановок от грозовых перенапряжений»**

**Цель работы:** Изучить устройства, обеспечивающие работу электроустановок при грозовых перенапряжениях, принцип работы и места установки защиты электроустановок от атмосферных перенапряжений.

**Порядок выполнения работы:** По методическим указаниям изучить принцип работы грозозащитных устройств. Найти элементы грозозащитных устройств на макетных образцах. Изучить конструкцию и принцип действия трубчатого разрядника, вентильного разрядника, ограничителя перенапряжений, длинно-искрового разрядника. Освоить средства грозозащиты сетей от прямых ударов молнии. Изучить средства защиты сетей от наведенных перенапряжений. Изучить молниезащиту сетей 0,38 кВ.

### **1. Основные теоретические положения**

#### **1.1. Защита электроустановок от прямых ударов молнии**

От прямого попадания молнии все сооружения, в том числе и электроустановки защищают:

- стержневыми молниеотводами;
- тросовыми молниеотводами;
- защитными сетками.

От прямых ударов молнии защищают линии электропередачи с помощью тросовых молниеотводов – грозозащитных тросов. Грозозащитные тросы на линиях 0,38 и 10 кВ, как правило, не устанавливаются. Их устанавливают на линиях 35 кВ на подходах к подстанциям. Тросовые молниеотводы на 35 кВ имеют соединение с заземляющим устройством на каждой опоре.

Защита от прямых ударов молнии с помощью тросовых молниеотводов, подвешенных на линиях напряжением 110 кВ и выше, осуществляется на металлических и железобетонных опорах. На линии с деревянными опорами тросы применяются толь-

ко на подходах к подстанциям. Дело в том, что дерево обладает высокой импульсной электрической прочностью 300...500 кВ/м.

Применение тросов на линиях 35 кВ малоэффективно вследствие невысокой импульсной прочности изоляции и большой вероятности перекрытия с троса на провод при ударе молнии в трос. На линиях 6...10 кВ применение тросов бесполезно, на них, как и на линиях 380 В, поверхность изоляторов является своеобразным искровым промежутком. В случае перекрытия изолятора в результате грозового перенапряжения дуга сопровождающего тока погасает в результате растяжения

## **1.2. Защита электроустановок от набегающих волн перенапряжений**

Большую опасность для электрооборудования, к которому подключены ВЛ, представляют набегающие волны перенапряжений. От набегающих волн перенапряжений электроустановки защищают четырьмя типами защитных устройств: 1) роговыми разрядниками; 2) трубчатыми разрядниками; 3) вентильными разрядниками; 4) ограничителями перенапряжений; 5) длинноискровыми разрядниками. Наиболее совершенными являются ограничители перенапряжений, но они и самые дорогие.

Разрядники состоят из воздушных искровых промежутков, соединенных с землей непосредственно или через добавочное сопротивление. Задача разрядника заключается также в том, чтобы погасить дугу сопровождающего тока. Волна перенапряжения обычно движется по трем фазам и уходит в землю через искровые промежутки. Воздух промежутков ионизируется, становится проводящим, и уже через них протекает ток КЗ от рабочего напряжения, образующий электрическую дугу. Если дуга не будет погашена своевременно разрядником, то тогда релейная защита отключает линию, что приводит к перерыву электроснабжения потребителей.

*Роговой разрядник* представляет собой два стержня из круглой стали диаметром 10...12 мм, изогнутых в виде рогов (рис. 1). Один электрод присоединен к проводу линии, а другой – к заземляющему спуску.

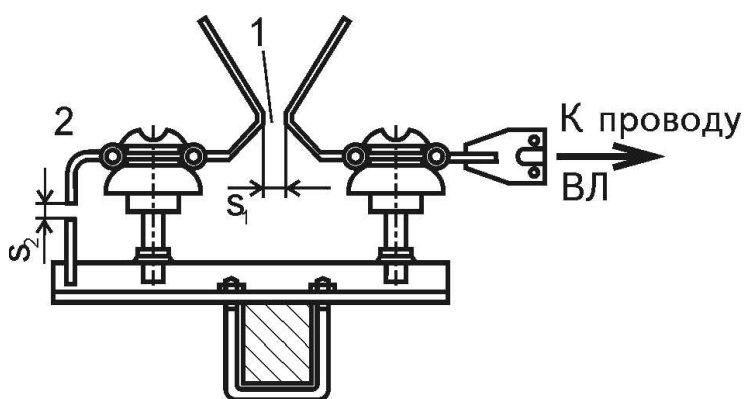


Рис. 1. Роговой разрядник: основной искровой промежуток,  $s_1 = 60$  мм на 10 кВ; второй искровой промежуток,  $s_2 = 15$  мм на 10 кВ

Наряду с основным искровым промежутком предусматривается второй искровой промежуток, значительно меньше основного. Он исключает возможность замыкания на землю линии при перекрытии основного промежутка, например, птицами. Образующийся после прохождения импульса перенапряжения сопровождающий ток вызывает между рогами промежутка электрическую дугу. Эта дуга под действием электродинамических сил и тепловых потоков воздуха движется вверх, растягивается и гаснет, если сила тока КЗ не превышает 300 А. Как правило в сетях 10 кВ токи КЗ превышают 300 А, поэтому роговые разрядники находят редкое применение.

Более совершенные грозозащитные аппараты – *трубчатые разрядники* (ТР). ТР представляет собой трубку из материала, бурно выделяющего газы при воздействии на него электрической дуги (рис. 2). В трубке помещены электроды: один в виде металлического стержня, второй – в виде шайбы. Расстояние между ними – внутренний искровой промежуток устанавливается в зависимости от напряжения сети. Нижний конец трубки открыт.

Волна перенапряжения перекрывает наружный и внутренний промежутки и уходит в землю. Сопровождающий ток КЗ создает внутри трубки электрическую дугу, которая воздействует высокой температурой на газогенерирующий материал трубки. В трубке создается высокое давление газов до 7 Па, которое выдувает ионизированные газы и гасит дугу с хлопком, напоминающим выстрел. Дуга гасится в среднем за два периода промышленной частоты.

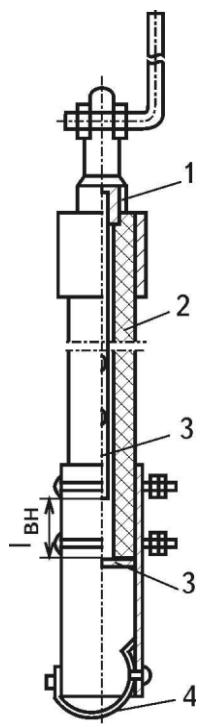


Рис. 2. Трубчатый разрядник:  
 1 – металлический колпачок; 2 –  
 трубка из газогенерирующего ди-  
 электрика; 3 – электроды; 4 – ме-  
 таллический колпачок с выхлоп-  
 ным отверстием; ИВН – внутренний  
 искровой промежуток

В маркировке трубчатых разрядников указывается рабочее напряжение сети, верхний и нижний пределы токов КЗ, при которых они могут работать, например, РТ10 7-0,5.

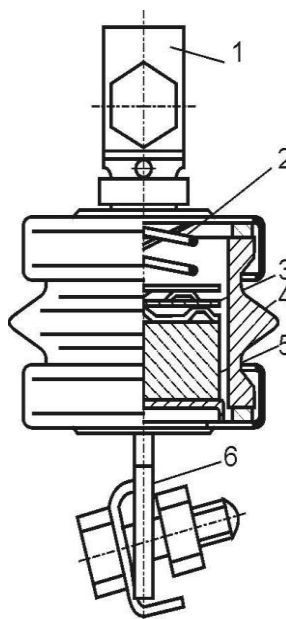
Верхний конец разрядника через внешний искровой промежуток присоединен к фазному проводу линии, а нижний электрод – к заземлению.

Внешний искровой промежуток при напряжении 10 кВ составляет 15 мм, он необходим для того, чтобы трубка разрядника не находилась постоянно под напряжением линии и не разрушалась токами утечки. После многократных срабатываний при увеличении диаметра трубки на 20...25 % разрядник следует заменить на новый.

Широко используют в электрических сетях различных напряжений *вентильные разрядники*. В герметическом фарфоровом корпусе помещается один (рис. 3) или несколько искровых промежутков и дисковых рабочих сопротивлений.



Рис. 3. Вентильный разрядник для сетей напряжением 0,38 кВ: 1 и 6 – зажимы; 2 – пружина; 3 – искровой промежуток; 4 – фарфоровый корпус; 5 – вилитовый диск



Для сетей 0,38 кВ вентильный разрядник содержит один искровой промежуток и один диск, помещенных в фарфоровый корпус и сжатых для лучшего контакта спиральной пружиной. Один вывод его присоединяется в фазному проводу сети, а другой – к заземлению.

С повышением напряжения сети количество искровых промежутков и длина рабочих сопротивлений – вилитовых дисков – увеличивается (рис. 4).

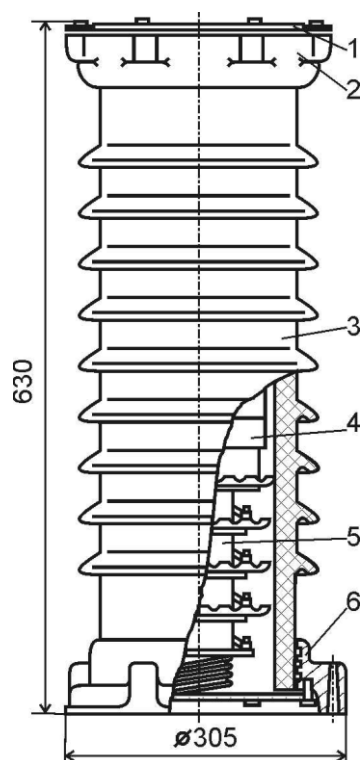


Рис. 4. Облегченный вентильный разрядник на 10 кВ: 1 – верхняя кромка; 2 – верхний флянец; 3 – фарфоровый корпус; 4 – блок рабочих сопротивлений – вилитовых дисков; 5 – блок искровых промежутков; 6 – нижний флянец

Искровой промежуток образуется между двумя латунными электродами диаметром 5 и 7,5 см, разделенными кольцом из слюды – миканита толщиной 0,5...1 мм. Внутренняя часть кольца образует искровой промежуток. Наличие миканита – материала с высокой диэлектрической проницаемостью – создает в зоне его соприкосновения с латуной высокую концентрацию силовых линий электрического поля, вследствие чего импульсное перенапряжение вызывает свечение, активизирующее межэлектродное пространство. Этим обеспечивается его пробой при пологой вольт-секундной характеристике.

Гашение искровым промежуток сопровождающего тока промышленной частоты 50 Гц происходит при первом прохождении током нулевого значения, за время, не превышающее 0,01 с. При этом величина тока через промежуток ограничивается рабочим сопротивлением до 100 А.

Рабочее сопротивление разрядника выполняют из вилита. Этот материал состоит из зерен карборунда, скрепленных жидким стеклом в диски с таким же диаметром, как и искровые промежутки. Вилитовые диски представляют собой активные сопротивления с большой степенью нелинейности. С повышением приложенного напряжения их сопротивление резко снижается.

Следовательно, при действии импульса перенапряжения сопротивление диска невелико и падение напряжения на нем незначительно. Для рабочего напряжения сети после прохождения импульса сопротивление диска возрастает, ограничивая ток до 100 А. Этот ток гасится искровым промежуток. Гашение дуги происходит без звукового и силового эффектов, защищаемый объект остается неповрежденным.

Широкое распространение получают *ограничители перенапряжений нелинейные* (ОПН). ОПН подключаются через искровой промежуток и особенно эффективно ограничивают индуктированные перенапряжения. При массовой установке главная проблема ОПН – их высокая цена: для сети 10 кВ примерно 100 долларов США. Однако их применяют в сетях 6...35 кВ вместо вентильных разрядников, но они не обеспечивают эффективную защиту вращающихся машин.

ОПН устанавливают параллельно контактам вакуумного выключателя для ограничения перенапряжений, возникающих

при отключении электродвигателей и трансформаторов (5,1...6,1U ФАЗ). Их применяют и в секционирующих пунктах с разъединителями.

В последнее время разработаны и начинают применяться *длинноискровые разрядники* (ДИР) для защиты сетей от грозовых перенапряжений.

ДИР представляет собой петлю из металлического прутка диаметром 7...9 мм, покрытого полиэтиленовой изоляцией толщиной 4 мм. На изгибе этой петли надевается металлическая трубка, которая удалена от токоведущего провода на величину искрового промежутка. ДИРы крепятся на опоре так, что каждый из них шунтирует свой изолятор, и соединяются с заземляющим устройством опоры (рис. 5).

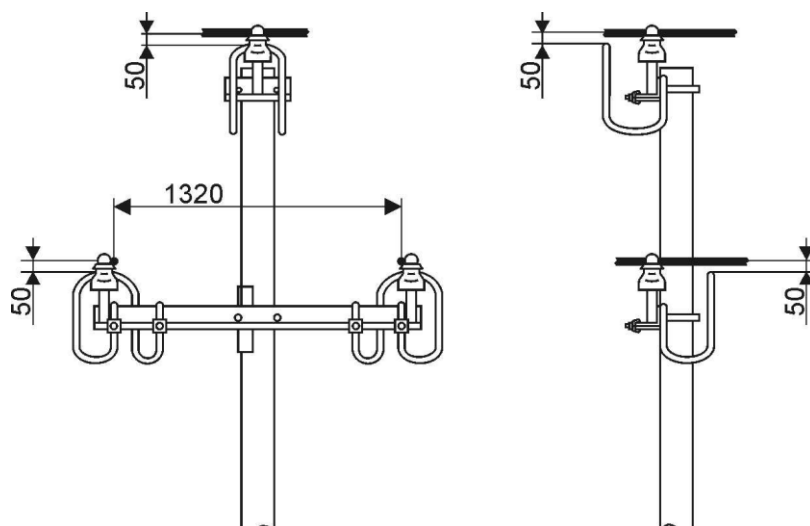


Рис. 5. Размещение ДИР на опоре

Вероятность возникновения силовой дуги  $p_d$  при грозовых перекрытиях изоляции оценивается соотношением

$$p_d = (1,59E - 6)10^{-2},$$

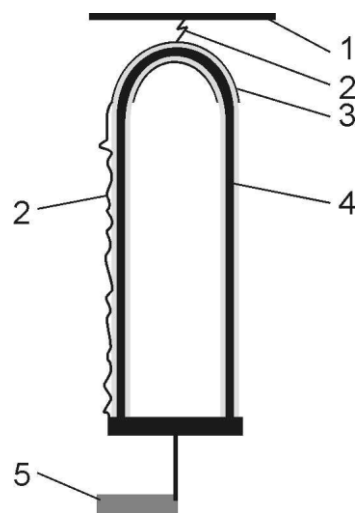
где  $E = U_\phi/L$  – средняя напряженность электрического поля вдоль пути перекрытия, кВ/м;  $U_\phi$  – фазное напряжение линии, кВ;  $L$  – длина пути перекрытия, м.

Эта формула справедлива при  $E \geq 10$  кВ/м. При  $E \leq 10$  кВ/м образование силовой дуги практически невозможно. Исходя из этого рассчитывается длина искрового разряда:

$$l = \frac{10}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{7} = 0.825 \text{ м.}$$

Принимают длину искрового разряда для сети 10 кВ 0,8 м и 0,6 м – для сети 6 кВ. Длина самой петли составляет для сети 10 кВ 75 см, а искровой промежуток от металлической трубки до провода – 5 см. Через этот искровой промежуток не происходит пробоя в рабочих режимах работы линии (рис. 6).

Рис. 6. Длинноискровой разрядник: 1 – провод ВЛ; 2 – грозовое перекрытие; 3 – металлическая трубка; 4 – стальной пруток диаметром 7...9 мм, покрытый полиэтиленовой изоляцией толщиной 4 мм; 5 – узел крепления



Искровой промежуток пробивается волной перенапряжения при движении ее по проводам. Продолжительность волны перенапряжения составляет 50...200 мкс. Наибольшая напряженность электрического поля возникает на краях металлической трубки, газ на поверхности стального изолированного провода ионизируется, по ионизированному промежутку протекает ток тлеющего разряда под действием рабочего напряжения. Благодаря большой длине перекрытия по поверхности изолированного провода импульсное перекрытие не переходит в силовую дугу промышленной частоты, поэтому отключение такой линии не происходит. Проведенные исследования показали, что пробой искрового промежутка происходит при 105 кВ, а поверхность изолятора пробивается при 130 кВ, поэтому ДИР защищает изолятор от повреждения дугой сопровождающего тока.

Наряду с рассмотренными техническими решениями для увеличения надежности работы ВЛ необходимо использовать следующие мероприятия:

1. Выполнение сопротивления заземления опор в соответствии с нормами. Снижение сопротивления заземления опор

обеспечивает уменьшение вероятности обратного перекрытия с опоры на провод при прямых ударах молнии в опору.

2. Автоматическое повторное включение (АПВ), предотвращающее перерыв передачи электроэнергии при грозовом перекрытии линейной изоляции. Частое действие АПВ при большом числе грозовых отключений усложняет эксплуатацию и сокращает межремонтный период выключателей, поэтому АПВ целесообразно применять в комплексе с другими средствами молниезащиты.

3. Увеличение числа изоляторов в гирлянд часто повреждаемых опор, в частности очень высоких переходных опор, что повышает импульсную прочность изоляции.

4. Применение вентильных разрядников и ДИП для защиты ослабленной изоляции или отдельных опор.

5. Соблюдение нормированных расстояний по воздуху при пересечениях воздушных линий между собой и с линиями связи.

6. В сетях 0,38...10 кВ с изолированной нейтралью крюки и штыри фазных проводов, устанавливаемых на железобетонных опорах, а также арматура этих опор должны быть заземлены. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 50 Ом.

7. В сетях 380 В с заземленной нейтралью крюки и штыри фазных проводов, устанавливаемых на железобетонных опорах, а также арматура этих опор должны быть присоединены к нулевому проводу. В населенной местности с одно и двухэтажной застройкой заземляющие устройства от грозовых перенапряжений должны иметь сопротивление не более 30 Ом, а расстояние между ними не более 200 м с числом грозовых часов в году до 40; 100 м для районов с числом грозовых часов более 40.

Кроме этого заземляющие устройства должны быть выполнены:

1) На опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы) или которые представляют большую хозяйственную ценность.

2) На конечных опорах линий, имеющих ответвления к вводам. К этим заземляющим устройствам должны быть присоеди-

нены на деревянных опорах крюки и штыри, а на железобетонных опорах, кроме того, арматура.

### **1.3. Защита трансформаторных пунктов от грозовых перенапряжений**

Самым дорогим и ответственным элементом трансформаторного пункта является силовой трансформатор. Обмотки трансформатора защищаются от набегающих волн перенапряжений со стороны воздушных линий 10 кВ, в том числе с кабельными вставками, и со стороны линий 0,38 кВ.

Основными защитными средствами трансформатора являются вентильные разрядники. Вентильные разрядники устанавливаются на вводе для тупиковых подстанций и на шинах у трансформатора на проходных подстанциях.

Трубчатые разрядники не обеспечивают защиты изоляции трансформатора от набегающих волн во всем диапазоне возможных перенапряжений, поэтому их на ТП не устанавливают.

## **2. Требования к содержанию отчета**

Представить эскиз верхней части деревянной опоры 0,38 кВ в сети с глухозаземленной нейтралью с защитой от перенапряжений. Разрез вентильного разрядника в виде блоков. Места установки разрядников в сети 10 и 0,38 кВ.

## **3. Контрольные вопросы**

1. Какими средствами защищают электроустановки от прямых ударов молнии?

2. Какими средствами защищают электроустановки от наведенных перенапряжений?

3. Как работает роговой разрядник. Для чего устанавливают второй искровой промежуток?

4. Как работает трубчатый разрядник. Для чего устанавливают внешний искровой промежуток?

5. Как работает вентильный разрядник?

6. Для чего искровой промежуток вентильного разрядника имеет такую сложную форму?
7. Каким свойством обладают вилитовые диски?
8. Где расположены и какую роль выполняют разрядники в трансформаторном пункте?
9. Для чего в РУ устанавливают разрядники?
10. Как работает длинноискровой разрядник?
11. В чем преимущества ДИР по сравнению с роговыми и трубчатыми разрядниками?

### Рекомендуемая литература

1. Электрофизические основы техники высоких напряжений учебник для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика» / И. М. Бортник [и др.]; под общ. ред. И. П. Верещагина. – М.: МЭИ, 2010. – 704 с.
2. Сибикин, Ю. Д. Электрические подстанции: учеб. пособие для высшего и среднего профессионального образования / Ю. Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.  
<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=229240&sr=1>
3. Цапенко, Е. Ф. Перенапряжения в системах электро-снабжения [Электронный ресурс] учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Электроснабжение» направления подготовки дипломированных специалистов «Электроэнергетика». – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2008. – 63 с.  
<http://www.biblioclub.ru/book/100035/>
4. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студентов сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 8-е изд. стер. – М.: Академия, 2012. – 448 с.
5. Алиев, И. И. Электроника и электрооборудование: справочник [Электронный ресурс]: учебное пособие / И. И. Алиев. – М.: Арбис, 2012. – 1199 с.  
<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=117624/>
6. Михеев, Г. М. Электростанции и электрические сети: диагностика и контроль электрооборудования – М.: Додэка-XXI, 2010. – 224 с.