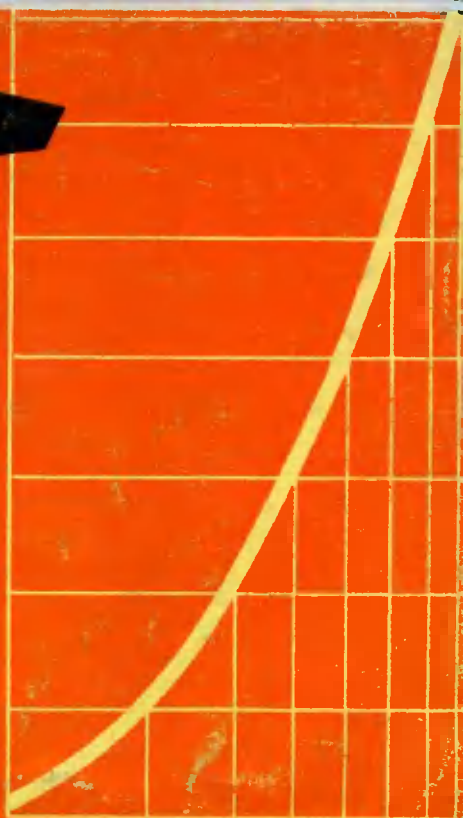


**Библиотека
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА**

УДК
621.3
Ю 714



П. А. ЮРИКОВ

КАК РАБОТАЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ



Выпуск 340

П. А. ЮРИКОВ

КАК РАБОТАЕТ
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ
ИЗОЛЯЦИЯ

Центральная научно-
техническая
БИБЛИОТЕКА
Западно-Уральского ЦНТИ



«ЭНЕРГИЯ»

МОСКВА 1972

6П2.1.06
Ю 70
УДК 621.3.035.048

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Большам Я. М., Каминский Е. А., Мандрыкин С. А., Розанов С. П.,
Синьчугов Ф. И., Смирнов А. Д., Соколов Б. А., Устинов П. И.

Юриков П. А.

Ю 70 Как работает электрическая изоляция. М.,
«Энергия», 1972.

80 с. с ил. (Б-ка электромонтера, вып. 340)

В брошюре показано назначение изоляции в электроустановках. Дана ее классификация. Разобран механизм возникновения абсорбционных и сквозных токов, проходящих через диэлектрики под воздействием приложенного напряжения и потерь энергии в них. Описана измерительная штанга, позволяющая контролировать электрические характеристики изоляции. Освещены основные правила ухода за изоляцией в эксплуатации.

Брошюра рассчитана на электромонтеров, занимающихся эксплуатацией и монтажом электрических сетей, подстанций и электростанций.

3-3-9
134-71

6П2.1.06

ПАВЕЛ АНДРЕЕВИЧ ЮРИКОВ

КАК РАБОТАЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

Редактор *В. П. Ларионов,*

Редактор издательства *Н. С. Ковалева*

Обложка художника *Н. Т. Яreshko*

Технический редактор *Л. В. Иванова*

Корректор *И. А. Володяева*



Сдано в набор 17/V 1971 г.

Подписано к печати 15/XII 1971 г.

Т-16881

Формат 84 × 108¹/₃₂

Бумага типографская № 2

Усл. печ. л. 4,2

Уч.-изд. л. 4,45

Тираж 15 000 экз.

Цена 16 коп.

Зак. 299

Издательство «Энергия». Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.



Набрано в Московской типографии № 13 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР. Денисовский пер., 30.
Отпечатано в Московской типографии № 19 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР.
Наб. Мориса Тореза, 34. Зак. 1264а

1. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИЗОЛЯЦИИ

Электропроводность диэлектриков. Вещество всех материалов, в том числе и диэлектриков, состоит из молекул, строение которых определяет его главные свойства. Молекулы в свою очередь состоят из атомов. В центре атома находится ядро, в котором сосредоточена почти вся масса атома и которое несет положительный заряд. Вокруг ядра, образуя внешнюю оболочку атома, вращаются электроны. Заряд электрона отрицательный и составляет $1,6 \cdot 10^{-19}$ к. В электрически нейтральном атоме суммарный отрицательный заряд всех электронов равен положительному заряду ядра. При определенных условиях атомы и молекулы могут терять или присоединять электроны, становясь соответственно положительными или отрицательными ионами. В диэлектрике всегда имеются свободные заряженные частицы: электроны, не связанные с атомами, и ионы. Под действием приложенного напряжения происходит направленное движение заряженных частиц, и через диэлектрик проходит электрический ток. Поскольку в диэлектриках свободных заряженных частиц мало, то ток имеет небольшую величину. Способность диэлектрика пропускать ток называется *электропроводностью*. Если к диэлектрику приложить напряжение U (рис. 1), то электрический ток может протекать по двум путям: непосредственно через тело самого диэлектрика I_v и по поверхности диэлектрика I_s . Прохождение сквозного тока через толщу диэлектрика связано с объемной электропроводностью, а прохождение тока по поверхности диэлектрика — с поверхностной электропроводностью. Электропроводность диэлектрика тем выше, чем больше он содержит свободных заряженных частиц. Для количественных характеристик удобнее вместо объемной и поверхностной проводимостей диэлектриков пользоваться обратными величинами: удельным объемным и по-

верхностным сопротивлениями. Электропроводность воздуха мала. Она обусловлена свободными электронами и ионами, которые, хотя и в небольшом количестве, но всегда имеются в воздухе. Однако при увеличении напряжения электропроводность воздуха может возрасти и, более того, воздух может даже потерять свои изоляционные свойства. Изменение тока проводимости в воздухе при повышении напряжения показано на рис. 2.

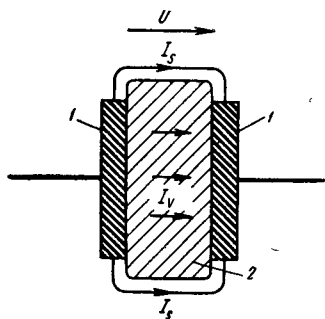


Рис. 1. Токи проводимости через диэлектрик.

1 — электроды; 2 — диэлектрик; I_v — объемный ток; I_s — поверхностный ток.

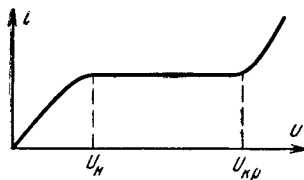


Рис. 2. Изменение тока через воздух в зависимости от величины приложенного напряжения.

Вначале ток растет в соответствии с законом Ома, т. е. прямо пропорционально напряжению. Начиная с напряжения U_n , величина тока остается без изменения, несмотря на увеличение приложенного напряжения. Это происходит потому, что при этом напряжении все электроны и ионы приходят в движение. После напряжения $U_{кр}$ ток стремительно возрастает, поскольку начинается ионизация воздуха: электроны под действием напряжения разгоняются и, сталкиваясь с нейтральными атомами и молекулами, разбивают их на электрон и положительный ион. В результате ионизации в воздухе возрастает количество свободных заряженных частиц, приводящее к резкому увеличению тока. Электропроводность жидких диэлектриков обусловлена перемещением ионов, которые, двигаясь под действием напряжения, образуют ток сквозной проводимости. С повышением температуры вязкость жидких диэлектриков уменьшается и ток сквозной проводимости растет. Объемная электропро-

водность твердых диэлектриков обусловлена передвижением ионов и в некоторых случаях свободных электронов. Поверхностная электропроводность существенно зависит от наличия влаги на поверхности твердого диэлектрика.

Поляризация диэлектриков. Любой изолятор может быть представлен в виде конденсатора с двумя электродами 1 и изоляцией между ними 2 (рис. 3). Если между электродами такого конденсатора приложить напряжение U , то в диэлектрике начнется движение заряженных частиц — электрический ток — и в конденсаторе накопится заряд Q , пропорциональный приложенному напряжению:

$$Q = CU,$$

где C — коэффициент пропорциональности, называемый емкостью конденсатора.

Количество электричества, накопленное в конденсаторе, состоит из заряда Q_0 , который сосредоточился бы на его электродах, если бы их разделял вакуум, и заряда Q_d , который обусловлен процессами в диэлектрике, разделяющим электроды:

$$Q = Q_0 + Q_d.$$

Дело в том, что под влиянием напряжения, приложенного к конденсатору, нейтральные атомы и молекулы диэлектрика деформируются: их положительные заряды смещаются в направлении отрицательного электрода, а отрицательные — в направлении положительного (см. рис. 3). В результате этого в диэлектрике вблизи электродов накапливаются заряды, связывающие (притягивающие) электроды с дополнительным зарядом Q_d . Накопленные в диэлектрике заряды создают электрическое поле с напряженностью E , направленное противоположно полю, создаваемому приложенным напряжением U . Деформация молекул происходит практически мгновенно и не сопровождается потерями энергии.

В природе имеются и такие диэлектрики, в молекулах которых и без влияния внешнего электрического поля

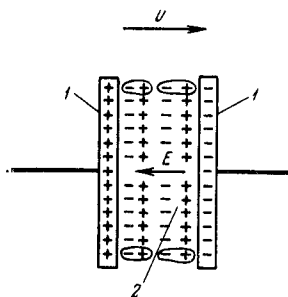


Рис. 3. Накопление зарядов в конденсаторе.

1 — металлические обкладки конденсатора; 2 — диэлектрик, разделяющий обкладки.

центры тяжести положительных и отрицательных зарядов не совпадают. Такие молекулы называются дипольными, а диэлектрики — полярными. При воздействии на такой диэлектрик электрического поля дипольные молекулы ориентируются: положительно заряженным концом поворачиваются к обкладке с отрицательным зарядом, а отрицательным — к обкладке с положительным зарядом. Это также приводит к увеличению заряда конденсатора. Ориентировка дипольных молекул происходит сравнительно медленно и требует затрат энергии.

Описанные явления называются *электрической поляризацией диэлектрика*. Степень поляризации диэлектрика, помещенного между электродами, оценивается увеличением заряда конденсатора по сравнению с его величиной в вакууме. Отношение заряда Q конденсатора с каким-либо диэлектриком между обкладками к заряду Q_0 этого же конденсатора при замене диэлектрика вакуумом называется *относительной диэлектрической проницаемостью* диэлектрика и обозначается ϵ

$$\epsilon = \frac{Q}{Q_0}.$$

Относительная диэлектрическая проницаемость изоляционного материала может быть выражена так же, как отношение емкости конденсатора с данным диэлектриком к емкости конденсатора тех же размеров, в котором роль диэлектрика выполняет вакуум. Относительная диэлектрическая проницаемость любого диэлектрика больше единицы и только у вакуума равна единице. У газообразных диэлектриков поляризация незначительна и диэлектрическая проницаемость близка к единице, что объясняется большими расстояниями между молекулами. У жидкости с нейтральными молекулами диэлектрическая проницаемость не превышает 2,5, а диэлектрическая проницаемость полярных жидких диэлектриков имеет большую величину. Точно так же нейтральные твердые диэлектрики имеют меньшую диэлектрическую проницаемость, а полярные — большую.

Диэлектрические потери в изоляции. Если диэлектрик поместить между электродами, к которым приложено постоянное напряжение, то через него будет проходить ток, имеющий три составляющие: 1) ток смещения $I_{см}$, обусловленный мгновенной поляризацией, связанной с деформацией молекул; 2) ток $I_{абс}$, вызванный явлением замедленной поляризации, который назы-

вается также током абсорбции; 3) ток сквозной проводимости $I_{пр}$. Общий ток $I_{об}$, проходящий через диэлектрик, равен сумме этих токов:

$$I_{об} = I_{см} + I_{абс} + I_{пр}.$$

Изменение тока $I_{об}$ во времени при приложении постоянного напряжения показано на рис. 4. Ток смещения через небольшой промежуток времени прекращается, затем прекращается ток абсорбции и остается лишь ток сквозной проводимости, который будет проходить до

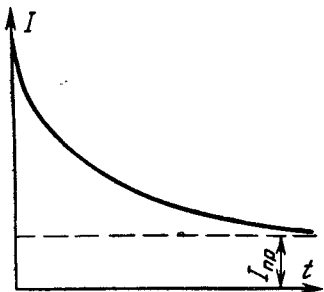


Рис. 4. Зависимость величины тока в диэлектрике от времени приложения постоянного напряжения.

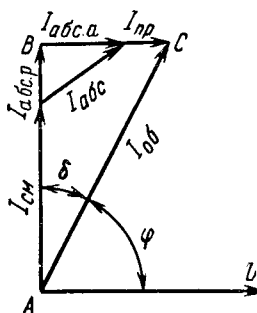


Рис. 5. Векторная диаграмма электрических токов в диэлектрике, находящемся под переменным напряжением.

тех пор, пока не будет снято напряжение. Если же к диэлектрику приложить переменное напряжение, то картина изменения тока будет повторяться каждый полупериод, т. е. сто раз в секунду. Приложенное к диэлектрику напряжение и токи, проходящие в нем, можно изобразить векторами и построить векторную диаграмму (рис. 5). Если в прямоугольных координатах по горизонтальной оси отложить вектор U , изображающий приложенное к диэлектрику напряжение, то вектор тока смещения $I_{см}$ (чисто емкостный ток) будет опережать приложенное напряжение U на 90° . Ток абсорбции является результатом замедленной поляризации диэлектрика, при котором имеются потери энергии в диэлектрике, поэтому он содержит реактивную составляющую $I_{абс.р}$ и активную — $I_{абс.а}$. Вектор реактивного абсорбционного тока будет иметь то же направление, что и вектор тока сме-

щения, поэтому на векторной диаграмме он прибавляется к вектору тока смещения. Вектор активного абсорбционного тока должен иметь то же направление, что и приложенное напряжение, поэтому на диаграмме он отложен перпендикулярно вектору реактивного тока ($I_{см} + I_{абс.р}$). Общий ток абсорбции $I_{абс}$ является геометрической суммой составляющих активного и реактивного токов. Ток сквозной проводимости $I_{пр}$ (ток утечки) через диэлектрик является активным током, который так же вызывает потери в диэлектрике, как и активный абсорбционный ток. На диаграмме ток проводимости прибавлен к вектору активного абсорбционного тока. Общий ток, проходящий через диэлектрик, является геометрической суммой всех перечисленных токов. На диаграмме вектор общего тока $I_{об}$ является гипотенузой прямоугольного треугольника ABC . Он сдвинут относительно напряжения на угол φ , который называется углом сдвига фаз. Угол между общим током $I_{об}$ и реактивным током ($I_{см} + I_{абс.р}$) обозначают греческой буквой δ (дельта). Он дополняет угол φ до 90° . Таким образом, через диэлектрик проходят активный ток I_a , состоящий из активной составляющей тока абсорбции $I_{абс.а}$ и тока сквозной проводимости $I_{пр}$:

$$I_a = I_{абс.а} + I_{пр},$$

и реактивный (емкостный) ток I_p , состоящий из реактивной составляющей тока абсорбции $I_{абс.р}$ и тока смещения $I_{см}$:

$$I_p = I_{абс.р} + I_{см}.$$

Прохождение активного тока через диэлектрик вызывает потери электрической энергии, называемые *диэлектрическими потерями*. Зная величину активного тока, проходящего через диэлектрик, можно найти мощность P_a , затрачиваемую на нагревание диэлектрика:

$$P_a = UI_a.$$

Реактивная мощность P_p диэлектрика определяется величиной реактивного тока I_p и приложенного к диэлектрику напряжения

$$P_p = UI_p.$$

Из прямоугольного треугольника ABC векторной диаграммы (рис. 5) следует, что

$$\frac{I_a}{I_p} = \operatorname{tg} \delta.$$

Если емкость рассматриваемого изолятора равна C , то его проводимость будет ωC , где $\omega = 2\pi f$; f — частота переменного тока, гц , и величина реактивного тока I_p может быть выражена как

$$I_p = U\omega C.$$

Подставив это значение I_p в предшествующую формулу, найдем другое выражение для активного тока:

$$I_a = U\omega C \operatorname{tg} \delta.$$

Тогда активная мощность, затрачиваемая на нагревание диэлектрика, получит такое выражение

$$P_a = U^2\omega C \operatorname{tg} \delta.$$

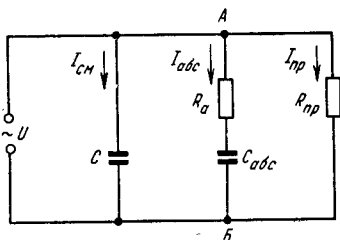
Это и есть мощность диэлектрических потерь.

В электроустановках изоляция с постоянной емкостью практически всегда находится под одним и тем же напряжением неизменной частоты, поэтому мощность диэлектрических потерь зависит только от величины $\operatorname{tg} \delta$.

Величина $\operatorname{tg} \delta$ является электрической характеристикой диэлектрика и называется *тангенсом угла диэлектрических потерь*. Чем меньше $\operatorname{tg} \delta$, тем меньше потери

Рис. 6. Эквивалентная электрическая схема изоляции.

А, Б — электроды; U — приложенное к изоляции напряжение; C , I_{cm} — емкость и ток мгновенной поляризации, не вызывающий потерь электрической энергии в изоляции; C_{abc} ; R_a ; I_{abc} — емкость, активное сопротивление и ток абсорбции, вызванный замедленной поляризацией; R_{np} ; I_{np} — сопротивление и ток сквозной проводимости.



энергии в диэлектрике, тем меньше диэлектрик нагревается и надежнее работает. При высоких значениях $\operatorname{tg} \delta$ большие потери энергии в диэлектрике могут вызвать сильное нагревание диэлектрика и преждевременное его разрушение. Диэлектрические потери в газах при небольших напряжениях очень малы. При повышении напряжения начинается процесс ионизации газа, вследствие чего в газе возникают потери энергии. Нейтральные жидкости также имеют малые диэлектрические потери, которые обусловлены только электропроводностью. В полярных жидкостях потери больше, что объясняется,

кроме электропроводности, наличием замедленной поляризации. Твердые диэлектрики обладают сложным, разнообразным строением, благодаря чему в них возможны диэлектрические потери различных видов, величина которых колеблется в широких пределах. Учитывая три составляющих тока, диэлектрик можно представить в виде эквивалентной схемы на рис. 6, состоящей из трех ветвей. По ветви с емкостью C проходит емкостный ток $I_{см}$, который не вызывает потерь электрической энергии в изоляции, а ток абсорбции $I_{абс}$ проходит по ветви с последовательно включенными активным сопротивлением R_a и емкостью $C_{абс}$. Ток сквозной проводимости $I_{пр}$ проходит по ветви с сопротивлением $R_{пр}$. Поскольку общий ток, проходящий через изоляцию представляет собой сумму всех названных токов, ветви в эквивалентной схеме включены параллельно.

Электрическая прочность изоляции. Если постепенно повышать приложенное к диэлектрику напряжение, то при некоторой его величине проходящий через диэлектрик ток начинает резко возрастать. Это означает, что диэлектрик потерял свои изоляционные свойства и легко пропускает электрический ток; произошел пробой диэлектрика. Напряжение, при котором диэлектрик теряет свои изоляционные свойства, называется *пробивным напряжением*. Величина напряженности поля, при которой происходит пробой диэлектрика, называется *пробивной напряженностью* $E_{пр}$ при электрической прочности диэлектрика. В равномерном электрическом поле $E_{пр} = U_{пр}/h$, где $U_{пр}$ — пробивное напряжение; h — толщина диэлектрика.

В электроустановках для изоляции токоведущих частей различных фаз между собой и от земли широко используется атмосферный воздух. Электрическая прочность воздуха по сравнению с большинством жидких и твердых диэлектриков невелика. Например, в равномерном поле слой воздуха толщиной 0,5 см пробивается при напряжении 17 кВ, а слой чистого трансформаторного масла той же толщины — при напряжении около 150 кВ. Электрическая прочность практических воздушных промежутков с равномерным полем при нормальных атмосферных условиях (при температуре 20°С и атмосферном давлении 760 мм рт. ст.) составляет около 30 кВ/см. Пробой чистых жидких диэлектриков, например трансформаторного масла, происходит в результате

ионизации аналогично тому, как происходит пробой воздуха, однако жидкие диэлектрики гораздо плотнее, чем воздух, поэтому электроны в них между двумя последовательными столкновениями с частицами жидкости пролетают много меньшие расстояния, чем в воздухе. В этих условиях, чтобы разогнать электроны и создать условия для ионизации при столкновениях их с нейтральными частицами, требуется очень сильное электрическое поле. В результате электрическая прочность жидких диэлектриков оказывается значительно выше прочности воздуха. При наличии примесей воды, воздуха и механических частиц электрическая прочность жидких диэлектриков существенно снижается. Так, например, неочищенное трансформаторное масло имеет электрическую прочность 4 кВ/мм, в то время как очищенное — 20—25 кВ/мм. Если в жидкости имеется, например, воздух, то под действием сил электрического поля пузырьки воздуха вытягиваются в виде канала между электродами и образуют газовый «мостик», по которому и происходит пробой. Соринки, волокна и другие твердые частицы также могут образовывать мостики, обладающие высокой проводимостью, и снижать электрическую прочность.

Прочность трансформаторного масла особенно сильно снижает влага (рис. 7). Это объясняется тем, что вода в масле находится в виде эмульсии. Под действием сил электрического поля водяные капельки располагаются вдоль силовых линий и образуют цепочки между электродами, по которым и происходит пробой. При увеличении содержания воды в масле свыше 0,02—0,03% она начинает выпадать на дно бака, поэтому при дальнейшем увеличении содержания воды электрическая прочность трансформаторного масла изменяется мало. Электрическая прочность твердых диэлектриков зависит от их химического строения. Пробой однородных твердых диэлектриков может происходить при напряженно-

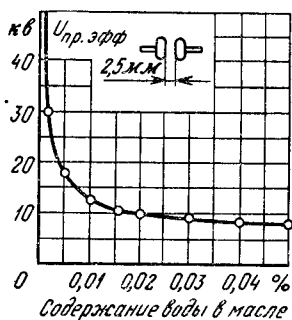


Рис. 7. Зависимость пробивного напряжения от содержания воды в масле. Испытание произведено в стандартном разряднике ($h = 2,5$ мм).

сти поля около 1000 кВ/мм. Однако технические твердые диэлектрики, применяемые в электроустановках, в подавляющем большинстве являются неоднородными и часто содержат воздушные включения. Неравномерное распределение напряжения по толщине такого диэлектрика, возникающее из-за посторонних включений, приводит к снижению электрической прочности, например, у электротехнического фарфора пробой наступает при напряженности порядка 25 кВ/мм. Твердые диэлектрики, имеющие большую электропроводность и диэлектрические потери, в переменных электрических полях могут разогреваться до таких температур, при которых они растрескиваются, обугливаются и теряют свои изолирующие свойства. Такой процесс называется тепловым пробоем диэлектрика. Напряженности электрического поля, при которых развивается тепловой пробой, зависят от условий, определяющих выделение тепла в диэлектрике и рассеяние его в окружающую среду. Большое значение для техники представляет также пробой воздуха вблизи поверхности твердого диэлектрика, — так называемое поверхностное перекрытие. Этот вид пробоя чаще других наблюдается в электрических установках. Дело в том, что во-первых, напряжение поверхностного перекрытия, как правило, значительно ниже, чем пробивное напряжение чисто воздушного промежутка такой же длины, а во-вторых, все изоляторы конструируют таким образом, чтобы их пробивное напряжение было выше напряжения перекрытия по поверхности, поскольку при поверхностных перекрытиях в большинстве случаев они не теряют своей изолирующей способности и могут оставаться в работе. На электрическую прочность диэлектриков существенное влияние оказывает конфигурация электрического поля: равномерное оно или неравномерное. В отличие от равномерного поля, в каждой точке которого напряженность имеет одну и ту же величину, в неравномерном поле напряженность неодинакова: максимальную величину она имеет у электрода с наибольшей кривизной поверхности. Пробивное напряжение диэлектрика в неравномерном поле определяется максимальной величиной напряженности поля. Как только на некоторых участках диэлектрика напряженность поля достигает пробивной величины, диэлектрик на этом участке пробивается, теряет свои изолирующие свойства. После этого все напряжение оказывается

приложенным к непробитым участкам диэлектрика, напряженность на них возрастает и они также последовательно пробиваются. Для пробоя диэлектрика в равномерном поле нужно создать пробивную напряженность одновременно на всех участках диэлектрика. Поэтому

ложить более высокое напряжение, чем для пробоя диэлектрика в неравномерном поле. Если в равномерном поле, как уже указывалось, прочность воздуха составляет 30 кВ/см, то в резко неравномерных полях при больших расстояниях между электродами пробой воздуха может происходить при средней напряженности 5—10 кВ/см и менее. Так как максимальная величина напряженности электрического поля определяет пробивное напряжение диэлектриков, то целесообразно указать на некоторые факторы, которые на нее влияют:

во всех случаях повышение напряжения на оборудовании вызывает повышение максимальной напряженности поля, ибо при этом повышается напряженность на всех участках изоляции;

увеличение расстояния от токоведущих частей оборудования до заземленных в равномерных полях ведет к снижению напряженности. В неравномерных полях увеличение расстояния оказывает малое влияние на величину максимальной напряженности поля;

уменьшение радиуса кривизны частей, находящихся под напряжением, вызывает увеличение максимальной напряженности поля. Напряженность поля у концов острий достигает очень больших значений.

Пробивное напряжение диэлектриков зависит также от формы и длительности приложенного напряжения. Переменное напряжение с частотой 50 Гц, как и постоянное напряжение, относится к числу длительно действующих напряжений. При этих видах напряжения электрические прочности диэлектриков, выраженные в $kB_{\text{макс}}/\text{см}$, практически одинаковы. Другое дело, если к изоляции прикладывается напряжение, имеющее форму кратковременных импульсов. При таких воздействиях электрическая прочность воздушных промежутков возрастает по сравнению с прочностью при переменном напряжении. Прочность трансформаторного масла при импульсах возрастает существенно, и загрязнения на ее величину влияют мало. В силу кратковременности импульсов мосты из загрязняющих примесей образовываться не успе-

вают и электрическая прочность масла сохраняется. Пробой твердых диэлектриков при импульсах носит всегда электрический характер, потому что кратковременность воздействия напряжения не позволяет развиваться тепловому пробою.

Разрядное напряжение зависит от формы воздействующего на изоляцию импульса. Для того чтобы можно было сравнивать импульсную прочность различных изоляционных конструкций, испытания их проводят всегда при волнах одной и той же формы, т. е. форма импульса стандартизована. Стандартная волна близка по форме к импульсам грозовых перенапряжений, возникающих при разрядах молнии в электрические установки. Участок волны (рис. 8), на котором напряжение воз-

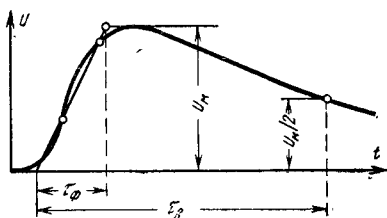


Рис. 8. Форма импульсного напряжения.

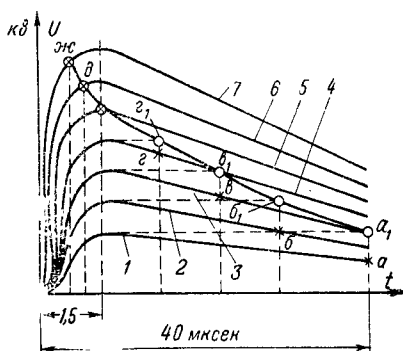


Рис. 9. Построение вольт-секундных характеристик.

X — точка разряда; 0 — точка вольт-секундной характеристики.

растает от нуля до максимального (амплитудного) его значения U_m , называется фронтом волны t_ϕ , а участок от точки максимального значения напряжения до точки спада напряжения до половины его максимального значения $U_m/2$ называется хвостом волны. Оба участка вместе составляют длину волны t_δ . Принято измерять t_ϕ и t_δ в микросекундах. Стандартная волна имеет длину 40 мксек и длину фронта 1,5 мксек. Часто она обозначается как $\pm 1,5/40$. Знак впереди указывает полярность импульса. Если стандартные волны напряжения подавать на образец изоляции, постепенно повышая амплитуду волны, то первый разряд при самой низкой амплитуде произойдет на хвосте волны с достаточно большим запаздыванием по времени t (точка a на кривой 1, рис. 9). При увеличении амплитуды волны разряд

будет происходить с меньшим запаздыванием по времени: при импульсе 2 он произойдет в точке б; при импульсе 3 — в точке в; при импульсах 4—7 он произойдет соответственно в точках г—ж. По точкам а₁, б₁, в₁, г₁, д₁, е и ж строится зависимость амплитуды разрядного напряжения от времени разряда, называемая *вольт-секундной характеристикой изоляции*. Каждая изоляция имеет свою вольт-секундную характеристику. Эти характеристики позволяют судить об импульсной прочности той или иной изоляции и сравнивать их между собой.

В заводских каталогах и справочных материалах обычно не даются полные вольт-секундные характери-

Таблица 1

Длина промежутка, см	Пробивное напряжение промежутков стержень — стержень				
	в воздухе			в масле	
	при напряжении с частотой 50 гц, кв действ	50%-ное разрядное напряжение при волне 1,5/40 мксек, кв макс		при напряжении с частотой 50 гц, кв действ	50%-ное разрядное напряжение при волне 1,5/40 мксек, кв макс
		+	—		
1	11	21	22	50	—
1,5	16	24	26	60	—
2	20	33	34	70	350
3	28	44	45	80	—
5	40	59	60	100	400
6	45	66	68	115	—
8	52	80	82	144	500
9	54	87	90	157	—
10	58	94	102	170	580
12	65	108	120	195	620
15	73	127	140	230	670
17	81	139	160	245	700
20	89	160	180	260	740
25	105	195	220	300	800
28	117	216	240	330	810
30	123	235	270	345	820
40	160	296	350	370	870
50	200	365	390	430	900
60	235	432	470	480	—
70	270	500	550	500	—
80	300	550	600	520	—
90	337	605	680	—	—
100	375	650	740	—	—
150	560	945	1 070	—	—
200	750	1 240	1 400	—	—
220	825	1 365	1 570	—	—
240	900	1 460	1 640	—	—

стики, а приводятся разрядные напряжения только при времени запаздывания разряда в 2 мксек и при достаточно большом времени воздействия (порядка десятков микросекунд). Этих двух точек вольт-секундной характеристики часто бывает достаточно, чтобы судить об импульсной прочности изоляции.

Импульсную прочность изоляции принято также характеризовать *50-процентным импульсным разрядным напряжением*, т. е. амплитудой такой волны, которая вызывает разряд на испытуемой изоляции в половине всех случаев приложения напряжения. Значения электрической прочности промежутков между двумя стержнями в воздухе и в трансформаторном масле приведены в табл. 1. В ней указаны пробивные напряжения при рабочей частоте и 50%-ные разрядные напряжения при стандартных волнах.

2. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ИЗОЛЯЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Внешняя и внутренняя изоляции. Изоляция электроустановок разделяется на внешнюю и внутреннюю. Внешней называют изоляцию, работающую в атмосферном воздухе. Электрическая прочность внешней изоляции определяется пробоем воздушных промежутков или перекрытием в воздухе по изолирующим поверхностям. Основным признаком внешней изоляции является зависимость ее электрической прочности от атмосферных условий.

Примером внешней изоляции могут служить воздушные промежутки между токоведущими частями и землей на линиях электропередачи и подстанциях, а также наружная поверхность изоляторов, соприкасающаяся с воздухом. Изоляция, электрическая прочность которой практически не зависит от внешних атмосферных условий, называется внутренней. Примером внутренней изоляции может служить изоляция обмоток масляного трансформатора между собой и от магнитопровода. Имеются и такие изоляционные конструкции, в которых применяется комбинация внешней и внутренней изоляций, например, вводы трансформаторов и выключателей. Внешняя часть вводов работает в атмосферном воздухе, а внутренняя — в трансформаторном масле.

Влияние атмосферных условий на электрическую прочность внешней изоляции. Электрическая прочность внешней изоляции электроустановок зависит от метеорологических факторов: от давлений и температуры воздуха и от его влажности. Разрядные напряжения воздушных промежутков и изоляторов при напряжениях промышленной частоты и при импульсах зависят от относительной плотности воздуха и могут быть подсчитаны по формуле

$$U = U_0 \delta,$$

где δ — относительная плотность воздуха;

U_0 — разрядное напряжение при нормальных атмосферных условиях (давление 760 мм рт. ст., температура 20° С);

U — разрядное напряжение при относительной плотности воздуха δ .

Относительной плотностью воздуха называется отношение плотности воздуха при любых атмосферных условиях к плотности при нормальных условиях. Она подсчитывается по формуле

$$\delta = 0,386 \frac{P}{273 + t},$$

где P — давление воздуха, мм рт. ст.;

t — температура воздуха, °С.

При нормальных атмосферных условиях $\delta_0 = 1$.

С увеличением высоты над уровнем моря уменьшается давление и, следовательно, относительная плотность воздуха. В результате электрическая прочность воздуха снижается. При повышении температуры относительная плотность воздуха уменьшается, что вызывает понижение разрядных напряжений внешней изоляции. Влажность атмосферного воздуха также оказывает влияние на электрическую прочность внешней изоляции. С ростом влажности воздуха разрядные напряжения несколько возрастают. Дело в том, что разряд в воздухе возникает в результате ионизации, производимой свободными электронами. Если же в воздухе имеются частицы водяного пара, т. е. воздух влажный, то свободные электроны «прилипают» к частицам водяного пара и теряют способность ионизировать молекулы воздуха. Тем самым затрудняется образование электронных лавин и повышается разрядное напряжение внешней изоляции. При увеличении влажности до 100% на поверхность

изоляторов выпадает роса. Роса, как и дождь, дает существенное снижение разрядных напряжений. Вода имеет достаточно высокую проводимость, вследствие этого напряжение на изоляторе перераспределяется: доля напряжения, приходящаяся на смоченные водой участки поверхности, уменьшается, а доля напряжения на сухих участках увеличивается. В результате перекрытие изолятора под дождем происходит при меньшем напряжении, чем в сухом состоянии. Особенно значительным бывает снижение разрядного напряжения в том случае, когда поверхность изолятора была загрязнена. Загрязнение изолятора в сухом состоянии обычно не приводит к снижению разрядного напряжения. Но при увлажнении загрязненной поверхности разрядное напряжение изолятора резко снижается. Увлажнение слоя загрязнения происходит особенно интенсивно во время тумана, росы, моросящего дождя, таяния снега и гололеда. Вот почему часто наблюдаются перекрытия изоляции в ранние утренние часы, когда при восходящем солнце на изоляторах выпадает роса. Сильные дожди, наоборот, смывают слои загрязнения и тем самым очищают изоляторы. Разрядные напряжения зависят от состава загрязняющего осадка, особенно сильно снижаются разрядные напряжения при загрязнении изоляторов уносами химических, металлургических и цементных заводов, брызгами морской воды и пылью солончаковой почвы. Перекрытия загрязненной и увлажненной изоляций могут происходить даже при рабочем напряжении. По увлажненному слою загрязнения под действием приложенного напряжения протекают токи утечки. Так как интенсивность загрязнения и увлажнения отдельных участков поверхности изоляторов неодинакова и зависит от конструктивных особенностей изолятора, то и плотность тока утечки, протекающего по разным участкам загрязненного слоя, также различна. Там, где плотность тока велика, поверхность подсушивается и сопротивление загрязняющего слоя возрастает. На этих участках увеличивается падение напряжения, что приводит к возникновению частичных дужек. После перекрытия подсушенных участков изоляции все напряжение прикладывается к участкам с влажным загрязненным слоем, который имеет относительно небольшое сопротивление и подсушивается током утечки. Распределение напряжения по загрязненной поверхности изолятора резко нарушается, возника-

ют новые частичные дуги, число их растет, и процесс завершается полным перекрытием изолятора. При правильной эксплуатации электрооборудования атмосферные условия не оказывают влияния на характеристики внутренней изоляции. При нарушении правил эксплуатации (отсутствие воздухоосушителей) влажный воздух, попадая в трансформатор, увлажняет его изоляцию. При отсутствии защиты (термосифонных фильтров, азотной «подушки») масло, соприкасаясь с воздухом, окисляется, образуется шлам, ухудшается циркуляция.

Старение внутренней изоляции. Для внутренней изоляции электроустановок в большинстве случаев применяются комбинации твердого и жидкого или же твердого и газообразного диэлектриков. Технология изготовления такой комбинированной изоляции достаточно сложная. И после изготовления в ней может оставаться очень небольшое количество влаги и газа. В процессе эксплуатации внутренняя изоляция подвергается воздействию ряда неблагоприятных факторов: нагрева, увлажнения, механических нагрузок, химического разложения, частичных разрядов в газовых включениях. В результате этого с течением времени изменяется структура изоляции, снижается ее электрическая прочность. Изоляция «стареет». Например, под действием нагрева применяемая в трансформаторах волокнистая изоляция делается хрупкой и теряет механическую прочность. Трансформаторное масло окисляется, образуется шлам. Прочность его снижается. Увеличение содержания влаги в хлопчатобумажной изоляции с 0,5 до 1,1% сокращает срок ее службы в 6 раз. Газовые включения в бумажно-масляной и масло-барьерной изоляции приводят к возникновению частичных разрядов.

Относительная диэлектрическая проницаемость газа меньше проницаемости твердого диэлектрика, поэтому емкость газового включения невелика, а напряженность электрического поля в нем очень большая. Вместе с тем электрическая прочность газовой среды ниже прочности твердого диэлектрика, поэтому в газовом включении происходят частичные пробои, которые оказывают на окружающий диэлектрик неблагоприятное воздействие. Под влиянием частичных разрядов в твердой изоляции возникают каналы, заполненные смолистыми веществами с низкими изоляционными свойствами, или обуглероженные каналы высокой проводимости. Высокие напря-

женности поля на концах этих каналов ведут к образованию новых газовых пузырьков и дальнейшему прорастанию разряда. Твердая изоляция постепенно, участок за участком, «разъедается», образуются разветвленные углеродистые дорожки. Внешний вид их напоминает ствол дерева с ветвями (рис. 10), поэтому такой разряд часто называют ветвистым. Развитие ветвистого разряда может длиться дни, месяцы и годы и привести в конечном счете к полному пробое изоля-

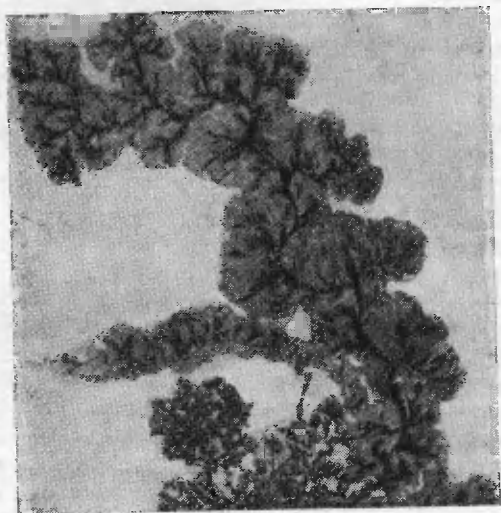


Рис. 10. Ветвистый разряд на слоях бумаги.

ции. Такой процесс постепенного разрушения изоляции называют ионизационным старением, а пробой — ионизационным пробоем изоляции. Если повреждение внешней изоляции можно в ряде случаев обнаружить путем осмотра, то состояние внутренней изоляции, как правило, осмотром определить не представляется возможным. Поэтому содержание ее эксплуатации сводится, главным образом, к профилактическим испытаниям. Для их проведения энергосистемы располагают как стационарными, так и передвижными высоковольтными лабораториями.

Регулирование электрического поля в изоляционных конструкциях. В сложных изоляционных конструкциях на величину максимальной

напряженности поля может оказать большое влияние сочетание емкостей отдельных ее элементов. Поясним это примером. Для замены поврежденных опорных изоляторов на подстанции 110 кВ требовалось подобрать такой изолятор, который в соответствии с ГОСТ имел бы напряжение перекрытия 265 кВ. Для этой цели предполагалось использовать колонку, составленную из двух изоляторов. Нижний изолятор колонки (типа ИШД-35) имел разрядное напряжение 140 кВ, а верхний (типа СО-35) — 130 кВ. Если бы вся колонка имела напряжение перекрытия $140 + 130 = 270$ кВ, то это удовлетворяло бы требованиям ГОСТ. Однако при испытании она перекрылась при напряжении 146 кВ. Такое снижение электрической прочности колонки изоляторов произошло вследствие большой разницы в емкостях составляющих ее изоляторов. Изолятор типа ИШД-35 имеет емкость порядка 50 пФ, тогда как изолятор типа СО-35 имеет емкость около 6 пФ. Известно, что напряжение, приложенное к последовательно включенным конденсаторам (рис. 11), распределяется обратно пропорционально их емкостям, т. е. на меньшую емкость ложится большая часть напряжения:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{C_2}{C_1},$$

где C_1 и U_1 — емкость одного из конденсаторов и напряжение на нем;

C_2 и U_2 — емкость и напряжение другого конденсатора.

Так как емкость изолятора СО-35 в 8,3 раза меньше, чем емкость изолятора ИШД-35, то на изолятор СО-35 легло напряжение в 8,3 раза более высокое, чем на изолятор ИШД-35, т. е. 130 кВ, а на изолятор ИШД-35 — всего 16 кВ. Поскольку разрядное напряжение изолятора СО-35 равно 130 кВ, то он перекрылся. После этого все напряжение оказалось приложенным к изолятору ИШД-35 и он также перекрылся. Таким образом, изоляторы, неудачно подобранные по величинам их емкостей, имеют очень невысокое напряжение перекрытия.

Регулирование распределения напряжения производится также для более рационального использования

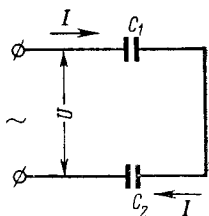


Рис. 11. Схема последовательного включения конденсаторов.

диэлектрика в изоляционной конструкции. Например, во вводах выключателей и трансформаторов на номинальное напряжение 110—500 кВ распределение напряжения регулируется соответствующим подбором емкостей.

На рис. 12 представлена конструктивная схема внутренней части конденсаторного ввода. Из рисунка видно, что его конденсаторные слои 1—5 идут уступами от заземленного фланца к токоведущему стержню. Каждый слой имеет две станиолевые маталлические обкладки

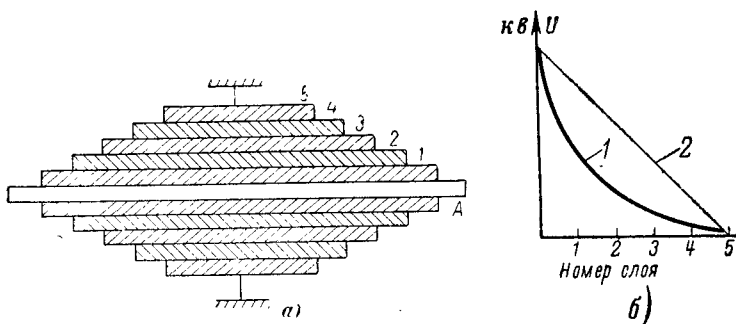


Рис. 12. Конструктивная схема внутренней части конденсаторного ввода.

а — расположение конденсаторов на токоведущем стержне А; б — распределение напряжения по конденсаторным слоям ввода: 1 — слои без уступов, 2 — слои с уступами.

с бумажной изоляцией между ними. Если бы все слои имели равную длину (не имели бы уступов), то конденсаторы, расположенные ближе к заземленному фланцу, имели бы большую емкость, чем конденсаторы, расположенные ближе к токоведущему стержню. При этом напряжение распределялось бы неравномерно: на слоях с меньшей емкостью, расположенных ближе к стержню, оказалось бы большее напряжение, чем на слоях с большей емкостью, расположенных ближе к земле (кривая 1 на рис. 12). Для равномерного распределения напряжения по слоям нужно сделать все емкости равными, что и достигается уменьшением геометрических размеров обкладок конденсаторов, расположенных ближе к заземленному фланцу, посредством сокращения их длины. В этом случае напряжение распределится равномерно по всем слоям (кривая 2). Возможность регулирования распределения напряжения посредством изменения величин

ны емкостей можно показать также на примере линейной гирлянды изоляторов.

На рис. 13 представлена схема замещения гирлянды изоляторов. Собственные емкости изоляторов C равны между собой, емкости каждого изолятора на землю C_1 по величине меньше собственной емкости C . Емкости изоляторов по отношению к проводу C_2 очень малы и

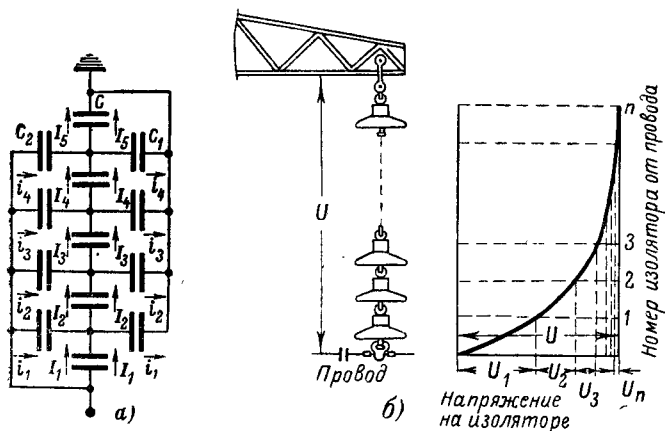


Рис. 13. Распределение напряжения по изоляторам линейной гирлянды.

a — емкостная схема замещения гирлянды изоляторов; b — распределение напряжения на гирлянде.

не оказывают влияния. Из схемы видно, как постепенно от провода к земле уменьшается величина тока, протекающего через емкость C . Следовательно, уменьшается также падение напряжения на каждой емкости C с приближением к земле. На рис. 14 показано распределение напряжения вдоль гирлянды изоляторов без колец: на первый изолятор от провода приходится напряжение, в несколько раз большее, чем на изолятор, расположенный у траверсы. Если же увеличить емкость первых изоляторов на провод посредством подвески арматуры в виде кольца на первом изоляторе, то напряжение перераспределяется и изоляторы будут нагружены более равномерно. Регулирование распределения напряжения емкостями в установках высокого напряжения

имеет широкое распространение. На рис. 15 показано распределение электрического поля около краев свинцовой оболочки кабеля по изоляции, нанесенной на токоведущий стержень (справа). Если на изоляцию наносится слой из полупроводящего вещества, поле становится более равномерным (слева). Полупроводящие

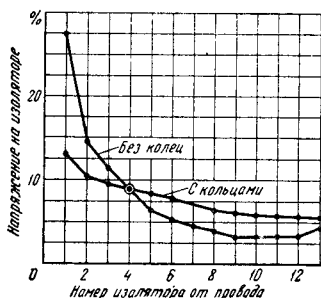


Рис. 14. Кривые распределения напряжения по гирлянде из 13 изоляторов с кольцами и без колец.

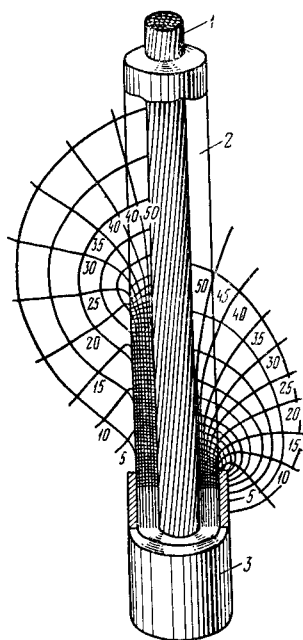


Рис. 15. Электрическое поле около краев свинцовой оболочки кабеля.

1 — провод; 2 — изоляция; 3 — свинцовая оболочка; слева — поверхность изоляции покрыта полупроводящими материалами.

покрытия применяются также для регулирования электрического поля в электрических машинах у места выхода проводников из паза статора.

3. ИЗОЛЯЦИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Изоляция линий электропередачи. Для передачи электрической энергии с места производства потребителю служат линии электропередачи, — воздушные и кабельные. Воздушные линии электропередачи (с напряжением более 1 000 в) в нашей стране строятся

на номинальные напряжения: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500 и 750 кв. Кабельные линии электропередачи строятся также на все напряжения до 500 кв. Изоляцией проводов воздушных линий электропередачи между собой, от земли и заземленных элементов опор служат фарфоровые и стеклянные изоляторы и атмосферный воздух. Для линий с напряжением до 20 кв включительно, а иногда для линий 35 кв применяются штыревые фарфоровые изоляторы, некоторые из которых показаны на рис. 16. Изоляторы типа ШС изготов-

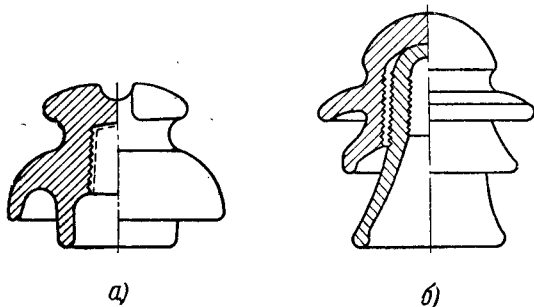


Рис. 16. Штыревые изоляторы.

а — изоляторы типов ШС-6 и ШС-10; б — изоляторы типов ШД-20 и ШД-35.

ляются из одной фарфоровой части. Изоляторы на напряжение 35 кв типа ШД склеиваются цементным раствором из двух отдельных частей. Высота ребер и расстояние между ними определяются требованиями к электрическим характеристикам изоляторов. Устройство ребер повышает разрядное напряжение изолятора при дожде. Для линий на напряжение 35 кв и выше применяются фарфоровые и стеклянные подвесные изоляторы тарельчатого типа. Конструкция фарфорового типа П показана на рис. 17. Эти изоляторы имеют конусную головку, поверхность которой как снаружи, так и внутри покрывается глазурью. Между поверхностями фарфора и цемента, с помощью которого на изоляторе укрепляются шапка и стержень, имеется битумная промазка, которая допускает некоторое перемещение цементной заделки как внутри головки, так и вне ее. Скольжение цементной заделки по поверхности фарфоровой головки исключает возможность заклинивания

стержня и шапки при температурных изменениях, а также и при изменении механической нагрузки на изолятор. Стекланные изоляторы имеют аналогичную конструкцию. Стекланный изолятор типа ПС показан на рис. 18.

Помимо изоляторов тарельчатого типа на линиях электропередачи применяются также подвесные изоляторы стержневого типа. Конструкция стержневого изолятора представлена на рис. 19.

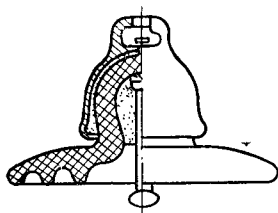


Рис. 17. Подвесной фарфоровый изолятор с конусной головкой.

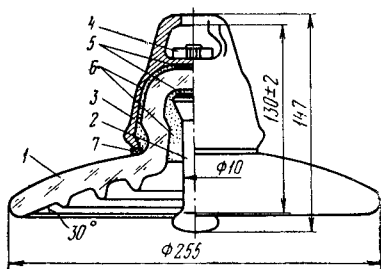


Рис. 18. Подвесной стекланный изолятор типа ПС-4,5.

1 — стекло закаленное; 2 — стержень; 3 — шапка; 4 — замок; 5, 7 — прокладка толевая; 6 — цементная связка.

Фарфоровый стержень с ребрами имеет на концах металлические колшакн, армированные цементным раствором. Стержневые изоляторы имеют меньший вес, чем тарельчатые, и дают экономию металла. Например, вес гирлянды на 110 кв, состоящий из семи тарельчатых изоляторов типа П-4,5, в 2 раза больше веса стержневого изолятора на 110 кв. Вес металлической арматуры в гирлянде изолятора типа П-4,5 составляет 15 кг, а стержневого изолятора — 3,5 кг. Однако стержневые изоляторы имеют невысокую механическую прочность. При перекрытиях они могут полностью разрушаться, и провода при этом падают на землю, тогда как изоляторы тарельчатого типа в таких случаях частично сохраняют механическую прочность и удерживают провода. Отмеченный недостаток ограничивает широкое распространение стержневых изоляторов. В районах с загрязненной атмосферой на воздушных линиях электропередачи применяются изоляторы специальной

конструкции. От формы выступающих ребер и диаметра изолятора зависит длина пути утечки, т. е. кратчайшее расстояние между шапкой и стержнем по поверхности изолятора. Если для нормальной изоляции, применяемой в районах, удаленных от загрязняющих источников, отношение длины пути утечки к наибольшему линейному рабочему напряжению (минимальная удельная длина пути утечки) должно быть не менее 1,2 см/кв, то для районов с загрязненной атмосферой длина пути утечки должна быть по-

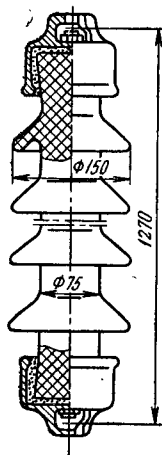


Рис. 19. Изолятор стержневой фарфоровый СП-110/1,5.

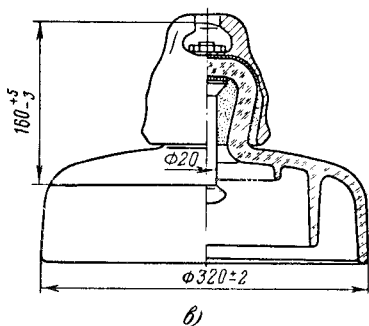
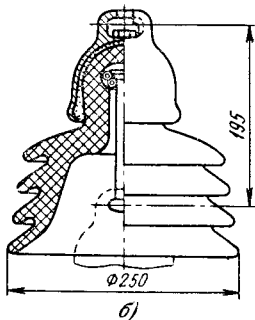
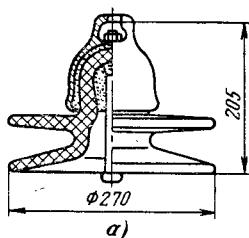


Рис. 20. Подвесные изоляторы для зон с загрязненной атмосферой. а — для оттяжных гирлянд (тип НС-2); б, в — для подвесных гирлянд (типы ПР-3,5; ПСГ-16А).

рядка 3—3,5 см/кв. Конструкции подвесных изоляторов, предназначенных для районов с загрязненной атмосферой, имеющих удлиненные пути утечки, показаны на рис. 20.

Все линейные изоляторы характеризуются механической и электрической прочностью. К числу их электрических характеристик относятся: сухоразрядное напряжение при промышленной частоте; мокроразрядное напряжение при промышленной частоте; импульсное разрядное напряжение при стандартной волне 1,5/40 мксек (вольт-секундные характеристики); пробивное напряжение при промышленной частоте.

Величины разрядных напряжений для отдельных типов линейных изоляторов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Тип изолятора	При напряжении промышленной частоты, $kB_{действ}$			При импульсном напряже- нии, $kB_{макс}$	
	сухораз- рядное	мокрораз- рядное	пробивное	50%-ное разрядное	при 2 мксек
ШС-6	50	28	65	63	109
ШЛ-6	38	28	65	63	108
ШС-10	60	34	78	90	130
ШД-20	86	57	111	132	170
ШД-35	120	80	156	179	270
П-3	63	38	95	—	—
П-4,5	45	40	110	—	—
ПМ-4,5	45	40	110	—	—
П-7	85	45	125	—	—
П-8,5	85	55	125	—	—
П-11	85	55	125	—	—
ПВ-9	84	45	200	—	—
ПС-4,5	62	40	87	—	—
ПС-8,5	70	45	95	—	—
ПС-11	77	41	95	—	—
ЛПС-30	70	45	110	—	—

Примечание. Обозначения: ШС — штыревой сетевой; ШЛ — штыревой линейный; П — подвесной; ПМ — подвесной малогабаритный; ПВ — подвесной высокопрочный; ПС — подвесной стеклянный; ЛПС — линейный подвесной стеклянный.

Так как подвесные изоляторы применяются только в гирляндах, то для отдельных изоляторов импульсные разрядные напряжения не даются. Сухоразрядное напряжение является важной характеристикой для изоляторов, работающих в закрытых помещениях. Эта характеристика позволяет определить надежность работы изолятора при номинальном рабочем напряжении и перенапряжениях внутреннего происхождения. Мокро-

разрядное напряжение характеризует работу изолятора на открытом воздухе как в нормальных условиях, так и при внутренних перенапряжениях. Импульсное разрядное напряжение характеризует надежность работы изоляторов при атмосферных перенапряжениях. Так как импульсные разрядные напряжения при дожде снижаются всего на 2—3%, то при выборе изоляции это не учитывается. Пробой изолятора часто приводит к его механическому разрушению и тяжелым авариям, поэтому все изоляторы имеют такую конструкцию, что их

Таблица 3

Разрядное напряжение изоляторов	Номинальное напряжение воздушных линий, кВ				
	6	10	20	35	
				металлические и железобетонные опоры	деревянные опоры
Мокроразрядные, промышленной частоты, кВ действ	28	34	57	100	78
50%-ное импульсное кВ _{макс}	63	90	140	210	180

пробивное напряжение значительно превышает напряжение перекрытия. Мокроразрядные и импульсные разрядные напряжения штыревых изоляторов для воздушных линий электропередачи напряжением 6—35 кВ нормированы и должны быть не менее приведенных в табл. 3.

Изоляция линий электропередачи с напряжением 35 кВ и выше осуществляется гирляндами из подвесных изоляторов. Количество изоляторов в гирляндах для этих линий определяется исходя из того, что гирлянды не должны перекрываться под дождем при воздействии внутренних перенапряжений. Принятые величины мокроразрядных напряжений и кратность их по отношению к наибольшему рабочему фазовому напряжению указаны в табл. 4.

Строительная длина гирлянды определяется из того расчета, чтобы на каждый сантиметр длины гирлянды приходилось (в зависимости от типа изолятора) не более 2,15—2,7 кВ напряжения рабочей частоты. Затем, зная строительную длину гирлянды и строительную высоту изоляторов, определяем число их в гирлянде. На

Таблица 4

Номинальное напряжение линий, <i>кв</i>	20	35	110	150	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение, <i>кв</i> действ	23	40,5	127	173	253	347	525	
Расчетная кратность внутренних перенапряжений	3,5	3,5	3,0	3,0	3,0	2,5	2,5	2,1
Мокроразрядное напряжение, <i>кв</i> действ	57	78	215	295	430	550	750	—
Отношение мокроразрядного напряжения к наибольшему рабочему фазовому напряжению . . .	4,3	3,65	3,0	3,0	3,0	2,5	2,5	

пример, для того чтобы гирлянда для линии 35 *кв*, собранная из изоляторов типа П-4,5 или ПМ-4,5, имела мокроразрядное напряжение не менее 78 *кв*, как это требуется по табл. 4, она должна иметь строительную длину не менее $78 : 2,15 = 36,3$ см.

Изоляторы типов П-4,5 и ПМ-4,5 имеют строительные высоты соответственно 170 и 140 мм, поэтому гирлянды должны собираться не менее чем из трех изоляторов.

Количество изоляторов различных типов в гирляндах для линий напряжением 35—500 *кв* на металлических и железобетонных опорах нормировано и приведено в табл. 5.

Таблица 5

Тип изолятора	Количество изоляторов, шт., при номинальном напряжении воздушных линий, <i>кв</i>								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
П-4,5 (ПФ-6а)	1	3	3	7	9	13	17	—	—
ПМ-4,5 (ПФ-6)	1	3	3	7	10	14	19	—	—
ПС-4,5	1	3	3	7	9	13	19	—	—
П-7 (ПФ-9,5)	—	—	3	7	9	12	16	22	—
П-8,5 (ПФ-11)	—	—	3	6	8	11	14	20	—
П-11 (ПФ-14,5)	—	—	—	—	—	11	14	19	—
ЛПС-30	—	—	—	—	—	—	—	—	27

Импульсные разрядные напряжения некоторых гирлянд изоляторов приведены в табл. 6 (данные НИИПТ).

На линиях электропередачи напряжением 35—220 *кв*, смонтированных на деревянных опорах, количество изо-

Таблица 6

Тип изолятора	Число изоля- торов в гирлян- де	Импульсные разрядные напряжения, кВ действ			
		50%-ное		при 3 мксек	
		положи- тельная полярность	отрица- тельная полярность	положи- тельная полярность	отрица- тельная полярность
П-4,5	6	570	570	790	780
	7	665	645	905	880
	10	930	860	1 210	1 160
	12	1 000	1 000	1 450	1 340
	14	1 270	1 140	1 630	1 490
	18	1 600	1 400	1 940	1 750
П-7	6	510	560	660	630
	7	595	645	770	735
	10	850	870	1 100	1 040
	12	1 020	1 000	1 320	1 235
	14	1 190	1 130	1 540	1 425
	18	1 500	1 370	1 980	1 795
	20	1 640	1 485	2 200	1 980
П-8,5	6	610	660	800	780
	7	710	745	930	885
	10	1 000	1 000	1 300	1 170
	12	1 200	1 130	1 540	1 320
	14	1 400	1 230	1 770	1 460
	18	1 750	1 400	2 230	1 720
ПМ-4,6	6	510	525	690	690
	7	600	600	800	785
	10	870	830	1 130	1 050
	12	1 040	980	1 340	1 200
	14	1 210	1 120	1 550	1 350
	18	1 530	1 390	1 970	1 670
	20	1 690	1 520	2 170	1 820
ПС-4,5	22	1 850	1 650	2 370	1 960
	6	480	490	510	580
	7	555	560	635	665
	10	770	750	940	900
	12	900	865	1 110	1 040
	14	1 030	980	1 260	1 170
	18	1 290	1 200	1 550	1 420
	20	1 420	1 310	1 680	1 540
ПС-8,6	22	1 550	1 410	1 810	1 660
	6	480	500	650	640
	7	565	570	760	730
	10	820	780	1 060	990
	12	990	920	1 260	1 140
	14	1 150	1 050	1 430	1 280
	18	1 470	1 300	1 740	1 530

ляторов в гирлянде принимается на один меньше, чем указано в табл. 5. Это объясняется тем, что дерево при воздействии импульсных напряжений представляет собой хорошую изоляцию. При напряжении промышленной частоты протекающие по дереву токи утечки прожигают проводящие дорожки, что может привести к усилению токов утечки и возгоранию древесины. При импульсных же воздействиях дорожки образовываться не успевают и дерево ведет себя как изолятор.

Для учета изоляционных свойств деревянных опор при определении импульсных разрядных напряжений принимают, что каждый метр древесины выдерживает 100 кв. Полученная величина складывается с разрядным напряжением гирлянды. Например, разрядное напряжение изоляции линии 110 кв на землю по гирлянде и по деревянным траверсе и стойке составляет 2000 кв, из которых 1200 кв приходятся на древесину (общая длина 12 м) и 800 кв на гирлянду изоляторов. Импульсное разрядное напряжение междуфазной изоляции деревянных опор линии электропередачи 35 кв (гирлянда — траверса 3 м — гирлянда) составляет 1150 кв, а опор 110 кв — 1750 кв. Для линий с деревянными опорами принимаются следующие расстояния между фазами по дереву: 220 кв — 5 м; 150 кв — 4,5 м; 110 кв — 4 м; 35 кв — 3 м; 20 кв — 2 м; 10 кв — 1 м; 6 кв — 0,75 м; 3 кв и ниже — 0,5 м.

Величины воздушных промежутков на опорах выбираются такими, чтобы во всех случаях их разрядные напряжения были не менее разрядных напряжений гирлянд. Наименьшие изоляционные расстояния по воздуху между проводами и заземленными частями опор приведены в табл. 7. Действительные изоляционные расстояния должны быть увеличены по сравнению с минимальными на величину отклонения гирлянд под действием ветра с нормированной скоростью. При расчетах минимальных расстояний по атмосферным перенапряжениям за расчетную скорость ветра принимается 10 м/сек, при расчете по внутренним перенапряжениям — $0,6 v_{\text{рас}}$ (где $v_{\text{рас}}$ — скорость, принимаемая при расчете строительных конструкций), при расчете по рабочему напряжению скорость ветра принимается равной $v_{\text{рас}}$. Наименьшие изоляционные расстояния между проводами фаз на воздушных линиях электропередачи приведены в табл. 8.

Таблица 7

Расчетные условия при выборе изоляционного промежутка	Наименьшие изоляционные расстояния, см, при номинальном напряжении, кВ							
	до 10	20	35	110	150	220	330	500
По атмосферным перенапряжениям:								
для штыревых изоляторов	15	25	35	—	—	—	—	—
для подвесных изоляторов серии П	20	40	45	115	150	200	260	320
для подвесных изоляторов серий ПМ и ПС	20	35	40	100	140	200	260	320
По внутренним перенапряжениям	10	15	30	80	110	160	215	300
По наибольшему рабочему напряжению	—	7	10	25	35	55	80	115

Таблица 8

Расчетные условия	Наименьшее расстояние между фазами, см, при номинальном напряжении, кВ							
	до 10	20	35	110	150	220	330	500
По атмосферным перенапряжениям	20	45	50	135	175	250	310	400
По внутренним перенапряжениям	22	33	44	100	140	200	280	420
По рабочему напряжению	—	15	20	45	60	95	140	200

Пробивные напряжения промышленной частоты для этих воздушных промежутков могут быть определены по кривым на рис. 21; кривой для промежутка *стержень — стержень* можно пользоваться при определении разрядных напряжений между симметричными электродами (провод — провод, кольцо — кольцо, провод — стержень), а кривой для промежутка *стержень — плоскость* — для определения разрядных напряжений между несимметричными электродами (кольцо — плоскость, провод — плоскость).

Кабельные линии электропередачи дороже воздушных линий, поэтому они строятся только в городах, на территориях промышленных предприятий и при пересечении морских проливов или рек — там, где нет возможности установить опоры воздушных линий электро-

передачи. Как правило, кабельные линии гораздо короче воздушных. Наибольшее распространение в кабелях получила бумажно-масляная изоляция. Пропитка бумаги производится минеральным маслом с различными добавками, из которых основное значение имеет конифоль. Добавки увеличивают вязкость масла, что предотвращает вытекание пропитки и образование воздушных включений в изоляции кабеля. Кабели с вязкой пропиткой строятся для переменных напряжений до

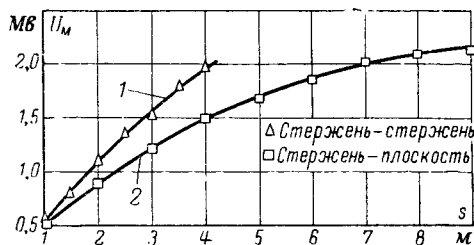


Рис. 21. Разрядные напряжения воздушных промежутков при частоте 50 гц в зависимости от длины промежутка.

1 — стержень — стержень; 2 — стержень — плоскость.

35 кв. Изоляция кабелей с поясной изоляцией, (рис. 22, а) состоит из двух слоев. Каждая жила (фаза) имеет свой слой изоляции и, кроме того, все три фазы заключены в общую оболочку поясной изоляции. Промежутки между фазной и поясной изоляцией заполнены низкосортным изоляционным наполнителем — корделем (жгуты, скрученные из бумажных лент). Поверх поясной изоляции накладываются свинцовая оболочка и броня из стальных лент. Изоляция кабеля состоит из бумажных лент шириной 10—30 мм. При намотке между витками ленты оставляется зазор 1,5—3,5 мм, что обеспечивает необходимую гибкость кабеля. После намотки бумаги изоляция сушится, вакуумируется и пропитывается маслом. Как показал опыт эксплуатации, под воздействием высоких температур в такой изоляции выделяются газовые пузырьки, которые дают начало ионизационному ветвистому пробое (см. рис. 10). Поэтому кабели с поясной изоляцией выпускаются на напряжение до 10 кв. Конструкция кабеля с отдельно оцинкованными жилами (рис. 22, б) технически более

совершенна. Каждая фаза выполнена в виде отдельного коаксиального кабеля, с одним слоем бумажной изоляции с вязкой пропиткой, заключенной в свинцовую оболочку. Все три фазы предохраняются от механических повреждений общей броней из стальных оцинкованных проволок. Пространство между фазами и броней

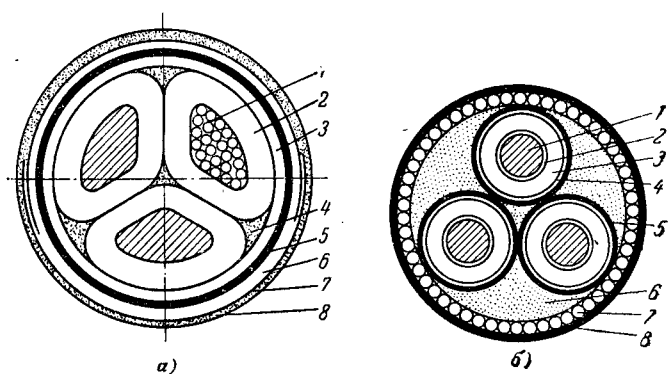
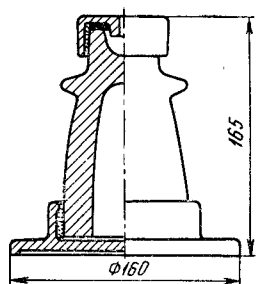


Рис. 22. Трехжильный кабель.

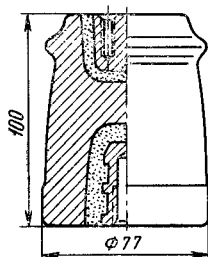
а — с поясной изоляцией; 1 — токопроводящая жила, 2 — фазная изоляция, 3 — поясная изоляция, 4 — наполнитель, 5 — свинцовая оболочка, 6 — подушка под броней, состоящая из битумного состава, пропитанной бумаги и пряжи, 7 — броня из двух стальных оцинкованных лент, 8 — наружный защитный покров; б — с отдельно освинцованными жилами (типа ОСВ): 1 — токопроводящая жила, 2 — экраны из полупроводящей бумаги, 3 — бумажная изоляция фазы, 5 — свинцовая оболочка с покрытием битумом и двумя прорезиненными тканевыми лентами, 6 — джутовое заполнение, 7 — броня из стальных оцинкованных проволок, 8 — наружный защитный покров.

заполнено джутом. Свинцовая оболочка каждой фазы создает более равномерное электрическое поле и лучший теплоотвод от жил. Конструкция кабеля с отдельно освинцованными жилами позволяет почти в 2 раза повысить допустимые напряженности электрического поля по сравнению с напряженностями в кабелях с поясной изоляцией. Поэтому кабели с отдельно освинцованными жилами изготавливаются на напряжение до 35 кВ. Кабели на напряжения 110 кВ и выше имеют другую конструкцию. Пропиточной массой в них служат менее вязкие материалы: кабельное масло, газ (обычно азот). Маслонаполненные кабели низкого (до 1 кгс/см^2), среднего ($3\text{—}5 \text{ кгс/см}^2$) и высокого ($10\text{—}14 \text{ кгс/см}^2$) давления изготавливаются на напряжения до 500 кВ, а газонаполненные кабели низкого ($1,5\text{—}2 \text{ кгс/см}^2$) и среднего ($3\text{—}6 \text{ кгс/см}^2$) давления — на напряжение 35 кВ.

Изоляция электрических подстанций. На подстанциях, так же как и на воздушных линиях электропередачи, в качестве электрической изоляции широкое распространение получили фарфоровые изоляторы и воздух. Фарфоровые изоляторы подразделяются



а)



б)

Рис. 23. Опорные изоляторы для внутренней установки на 6 кв.

а — типа ОА-6; б — габаритный изолятор типа ОМА-6.

на подвесные, опорные и проходные. На подстанциях применяются те же самые подвесные изоляторы, что и на линиях электропередачи. Они служат для подвески сборных шин и присоединений аппаратов к ним. Опорные изоляторы создают неподвижные изолирующие опоры для токоведущих частей, а проходные изолируют токоведущие части от заземленных при проходе через стены, потолок и крыши зданий (станционные проходные изоляторы) и через крышки аппаратов (аппаратные проходные изоляторы или вводы).

На рис. 23 представлены опорные изоляторы для внутренней установки на 6 кв. Они изготовляются из целого куска фарфора с металлической арматурой, соединенной с фарфором при помощи цемента. На рис. 24, а показан опорный изолятор для наружной установки на напряжение 6—10 кв, а на рис. 24, б — опорный штыревой изолятор для районов с загрязняемой атмосферой.

Штыревые и стержневые опорные изоляторы на 35 кв для наружных установок показаны на рис. 25, а опорные изоляторы на 35 кв для внутренней установки — на рис. 26. Стержневые изоляторы на 35 и 110 кв изготовляются из одного фарфорового сплошного или полого тела с ребрами на боковой поверхности. Верхний и нижний концы изолятора имеют металлическую арматуру, соединенную с фарфором при помощи цемента. Штыревые опорные изоляторы изготовляются на напряжение до 35 кв. Они имеют сверху армирован-

ные металлические колпаки, а внизу — металлические штыри. Для прочного соединения фарфора с металлом армируемые поверхности фарфора, так же как и у под-

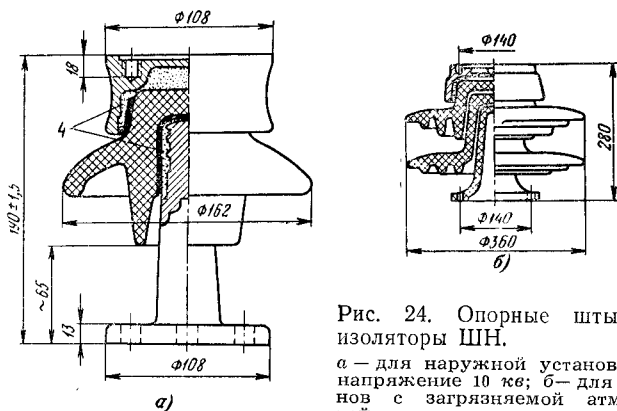


Рис. 24. Опорные штыревые изоляторы ШН.

а — для наружной установки на напряжение 10 кВ; б — для районов с загрязняемой атмосферой.

весных изоляторов, покрываются фарфоровой крошкой, а для эластичности заделки применяется битумная смазка. На напряжения выше 35 кВ собираются колон-

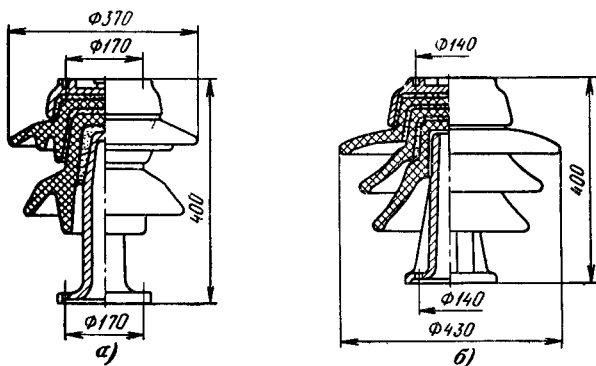


Рис. 25. Штыревые и стержневые опорные изоляторы для наружной установки.

а — штыревой типа ШТ-35; б — штыревой типа ИШД-35.

ки из стержневых или штыревых изоляторов. Например, для номинального напряжения 500 кВ собираются колонны из девяти изоляторов типа КО-400. Количество

подвесных изоляторов в гирлянде и опорных изоляторов в колонке при разных номинальных напряжениях указано в табл. 9. Проходные изоляторы по конструкции представляют собой бочкообразное тело из диэлектрика, внутри которого проходит токоведущий стержень,

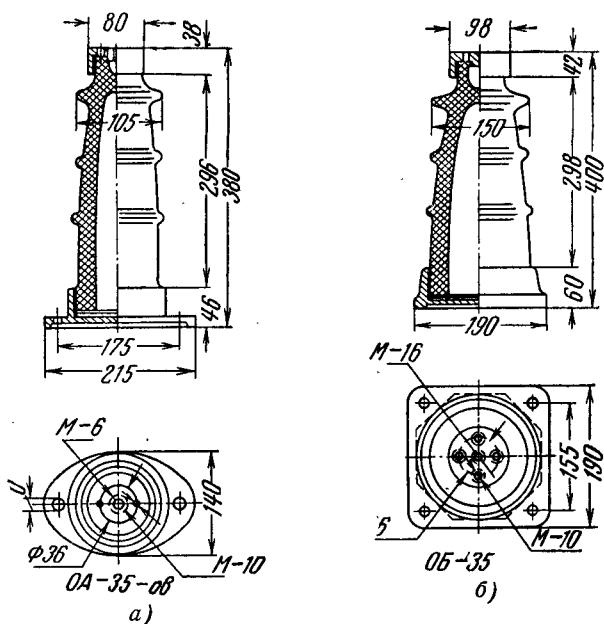


Рис. 26. Опорные изоляторы для внутренней установки на 35 кв.

а — типа ОА-35; б — типа ОВ-35.

а снаружи его охватывает фланец, с помощью которого проходной изолятор (ввод) крепится к стене здания или на крышке аппарата. Изоляция токоведущего стержня от заземленного фланца может осуществляться: фарфором; воздухом в комбинации с фарфором; бакелизированной бумагой; трансформаторным маслом с бумажными барьерами и металлическими конденсаторными обкладками; бумажно-масляной изоляцией.

Изоляторы с чисто фарфоровой изоляцией или в комбинации с воздухом изготавливаются для установок до

Таблица 9

Тип изолятора	Количество изоляторов, шт., при напряжении, <i>кв</i>							
	6—10	20	35	110	150	220	330	500
П-4,5	—	4	4	8	10	14	18	24
ПМ-4,5	—	—	5	10	12	17	22	29
П-8,5	—	—	—	—	7	11	13	20
ШН-10	1	—	—	—	—	—	—	—
ОН-10	1	—	—	—	—	—	—	—
ИШД-10	1	—	—	—	—	—	—	—
ШТ-35	—	1	1	3	4	—	—	—
ИШД-35	—	1	1	3	4	5	—	—
СТ-35	—	1	1	—	—	—	—	—
СО-35	—	1	1	—	—	—	—	—
КО-110	—	—	—	1	—	—	—	—
СТ-110	—	—	—	1	—	—	—	—
ОС-1	—	1	2	5	7	—	—	—
КО-400-1	—	—	—	—	—	—	6	9

35 *кв* включительно. Изоляторы такого типа показаны на рис. 27.

Для масляных выключателей 35 *кв* широкое применение получили вводы с изоляцией из бакелизированной бумаги с конденсаторными обкладками и с фарфоровой рубашкой. Пространство между бакелизированной бумагой и фарфоровой рубашкой заполняется нетвердеющей массой. В установках с напряжением 110 *кв* и выше применяются проходные маслонаполненные изоляторы, где в комбинации с фарфором используются высококачественные жидкие и твердые диэлектрики и регулируются электрические поля.

На рис. 28 представлена конструкция масло-барьерного ввода на 110 *кв*. Масляный промежуток между токоведущим стержнем 1 и заземленным фланцем 2 разделен бумажно-бакелитовыми цилиндрами (барьерами). На цилиндрах 3 расположены обкладки из металлической фольги 4, которые служат для выравнивания распределения напряжения между масляными каналами. Разрядные напряжения по поверхности проходных изоляторов в трансформаторном масле приблизительно в 2 раза выше, чем в воздухе. Поэтому у аппаратных проходных изоляторов нижняя часть изолятора, погруженная в масло, имеет приблизительно в 2 раза меньшую длину, чем верхняя, находящаяся в воздухе. Реб-

ра на поверхности нижней фарфоровой рубашки менее развиты, чем на верхней.

На рис. 29 показан внешний вид малогабаритного ввода 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией, а на рис. 30 — трансформаторный ввод 500 кВ. Вводы являются важной частью изоляции баковых масляных выключателей и трансформаторов. В качестве изоляции разъединителей на все номинальные напряжения 3—500 кВ используются опорные изоляторы. Изоляцией для воздушных выключателей служат фарфоровые по-

крышки воздухопроводов и дугогасящих камер, электрическая прочность которых соответствует классу их номинального напряжения. Величины испытательных (выдерживаемых) напряжений, при которых не должно происходить перекрытий изоляторов, приведены в табл. 10.

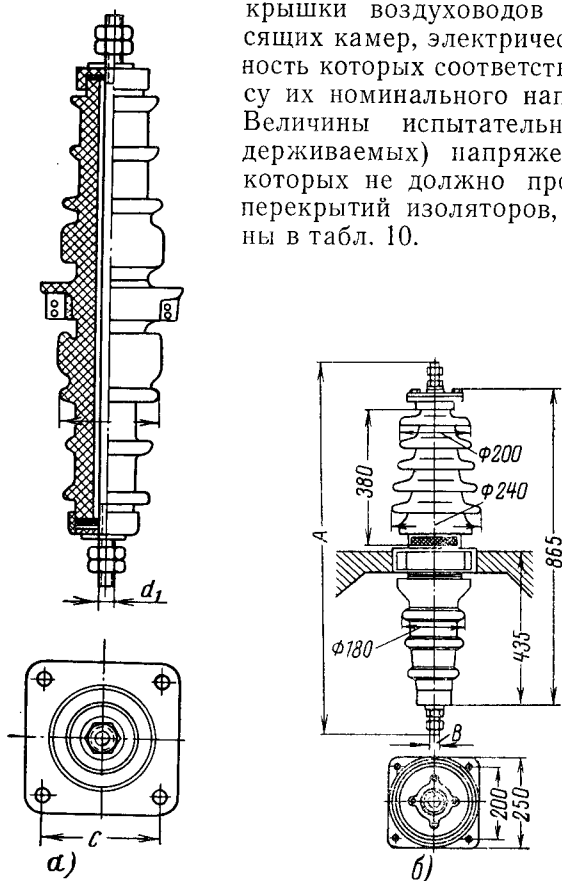
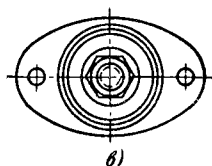
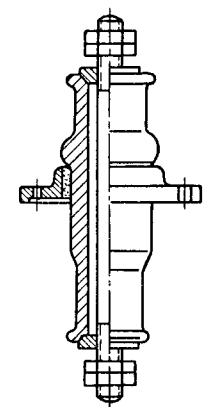


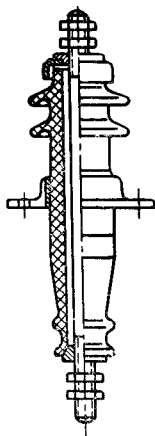
Рис. 27. Проходные
а — типа ПБ-35 для внутренней установки; б — типа
установки 6 кВ; г — для наружной установки 6 кВ.

Таблица 10

Условия испытаний	Класс напряжения, кВ						
	6	10	20	35	110	150	220
Выдерживаемое напряжение с частотой 50 гц в сухом состоянии, кВ _{действ}	36	47	75	110	295	375	550
Выдерживаемое напряжение с частотой 50 гц под дождем, кВ _{действ}	26	34	55	85	215	290	425
Импульсное испытательное напряжение, полная волна, кВ _{макс}	60	80	125	195	480	660	950
Импульсное испытательное напряжение, срезанная волна, кВ _{макс}	73	100	158	240	600	825	1 190



6)



2)

изоляторы.

ПАВ-35 для наружной установки; 6 — для внутренней

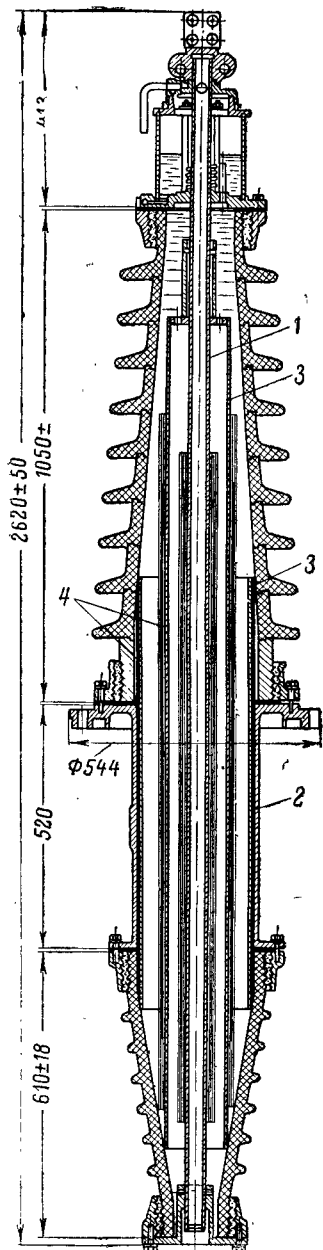


Рис. 28. Маслонаполненный барьерный ввод на 110 кв.

На подстанциях, так же как и на линиях электропередачи, атмосферный воздух широко используется для изоляции токоведущих частей. Наименьшие расстояния по воздуху от токоведущих частей до различных элементов открытых распределительных устройств подстанций при жестких шинах приведены в табл. 11. При гибких шинах наименьшие расстояния увеличиваются с учетом стрелы провеса проводов при температуре $+15^{\circ}\text{C}$, веса провода и давления ветра на провод при скорости в 60% от принятой при расчете конструкций. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов закрытых распределительных устройств подстанций приведены в табл. 12. Указанные в табл. 11 и 12 расстояния выбраны по электрической прочности изоляционных воздушных промежутков и по условиям безопасного обслуживания установок эксплуатационным персоналом.

Основным и самым ценным оборудованием высоковольтных под-

станций являются трансформаторы (рис. 31). Высокая стоимость изоляции трансформатора и сложность конструктивного выполнения вынуждают ограничиваться

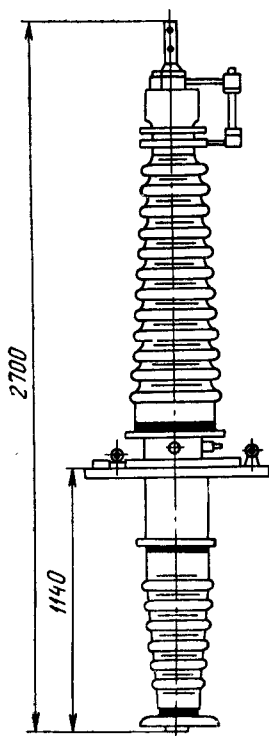


Рис. 29. Малогабаритный конденсаторный ввод на 110 кВ типа МВ-110/600.

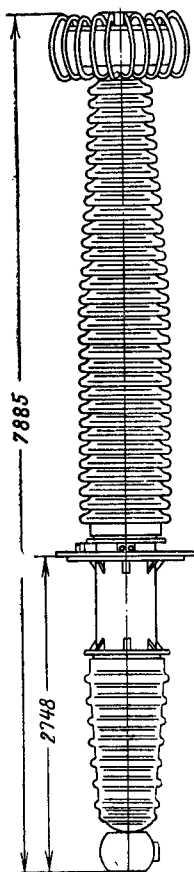


Рис. 30. Маслонаполненный ввод типа МТП-500 кВ.

сравнительно низким уровнем ее электрической прочности. У трансформаторов различают: главную изоляцию (внутреннюю) — изоляцию обмотки относительно заземленного корпуса и магнитопровода и обмоток другого номинального напряжения; продольную изоляцию (так-

Наименование расстояний	Наименьшие изоляционные расстояния, мм, для номинальных напряжений, кВ							
	до 10	20	35	110	150	220	330	500
От токоведущих частей или элементов изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций	200	300	400	900	1 300	1 800	2 500	3 750
Между проводами разных фаз	220	330	440	1 000	1 400	2 000	2 800	4 200
От токоведущих и незаземленных частей до постоянных внутренних ограждений, до габаритов транспортируемого оборудования; от контактов разъединителей до токоведущих частей	950	1 050	1 150	1 650	2 050	2 550	3 250	4 500
Между токоведущими частями в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	950	1 050	1 150	1 650	2 050	3 000	4 000	5 000
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	2 900	3 000	3 100	3 600	4 000	4 500	5 200	6 450
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой; от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора; между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2 200	2 300	2 400	2 900	3 300	3 800	4 500	5 750

же внутреннюю) — изоляцию между отдельными слоями самой обмотки, между катушками, между отводами, а также между катушками и экранирующими витками; внешнюю изоляцию — внешняя часть проходных изоляторов (вводов), воздушные промежутки между токоведущими частями различных фаз и между токоведущими частями и заземленными элементами трансформаторов.

Конструктивное выполнение главной изоляции трансформаторов 3—35 кВ схематически показано на рис. 32. Она состоит из минерального масла и изолирующих цилиндров. В масле при переменном токе промышленной частоты пробой происходит по проводящим мостикам, образующимся из примесей (влаги, пыли и пр.). Для

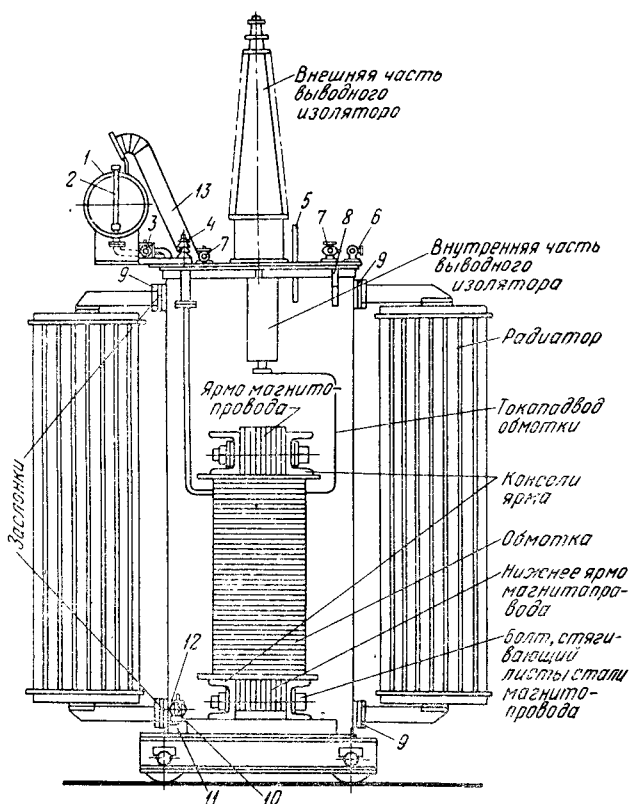


Рис. 31. Конструктивная схема силового трансформатора.

1 — расширитель; 2 — указатель уровня масла; 3 — газовое реле; 4 — ввод низшего напряжения; 5 — термометр; 6 — патрубок; 7 — кран; 8 — крюк; 9 — заслонка; 10 — кран; 11—12 — пробки; 13 — предохранительная труба.

повышения электрической прочности масла применяют изолирующие цилиндры, которые предотвращают появление в масле сплошных проводящих мостиков и тем самым повышают его электрическую прочность.

Конструкция главной изоляции трансформаторов 110 кВ представлена на рис. 33. Для усиления изоляции у обмоток 110 кВ, кроме изолирующих цилиндров, применяются угловые шайбы, которые, удлиняя путь поверхностного разряда, повышают электрическую прочность изоляции на концах обмотки.

Наименование расстояний	Наименьшие изоляционные расстояния, мм, для напряжений, кВ							
	3	6	10	20	35	110	150	220
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей здания	65	90	120	180	290	900	1 300	1 800
Между проводниками разных фаз	70	100	130	200	320	1 000	1 400	2 000
От токоведущих частей до сплошных ограждений	95	120	150	210	320	930	1 330	1 830
От токоведущих частей до сетчатых ограждений	165	190	220	280	390	1 000	1 400	1 900
Между неограженными токоведущими частями разных цепей	2 000	2 000	2 000	2 200	2 200	2 900	3 300	3 800
От неогражденных токоведущих частей до пола	2 500	2 500	2 500	2 700	2 700	3 400	3 700	4 200
От неогражденных линейных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	4 500	4 500	4 500	4 750	4 750	5 500	6 000	6 500

Конструкция главной изоляции трансформаторов 220 кВ дана на рис. 34. Трансформаторы с напряжением до 110 кВ включительно имеют выводы из конца обмоток. У трансформаторов с напряжением 220 кВ и выше осу-

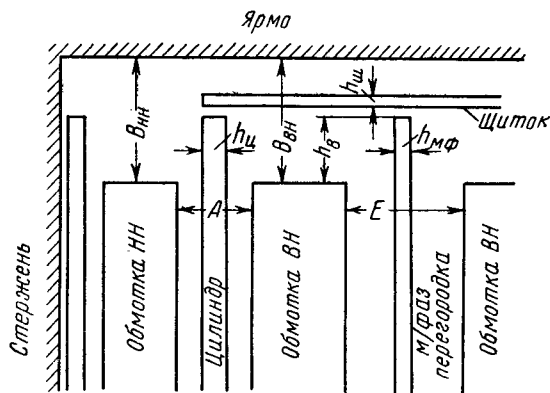


Рис. 32. Главная изоляция трансформаторов 3—35 кВ.

ществить концевую изоляцию на полное напряжение очень трудно, поэтому линейные выводы делают из середины обмоток, а концевые части обмотки образуют нейтраль с пониженной изоляцией. Главная изоляция

обмоток ступенчатая — по мере приближения к нейтрали уменьшаются изоляционные расстояния между обмотками. Внешней изоляцией трансформаторов является воздух. Изоляционные расстояния в воздухе между токоведущими частями вводов и отводов до заземленных частей, включающие допуски, приведены в табл. 13.

Изоляция измерительных трансформаторов и шунтирующих реакторов по конструкции близка к изоляции силовых трансформаторов.

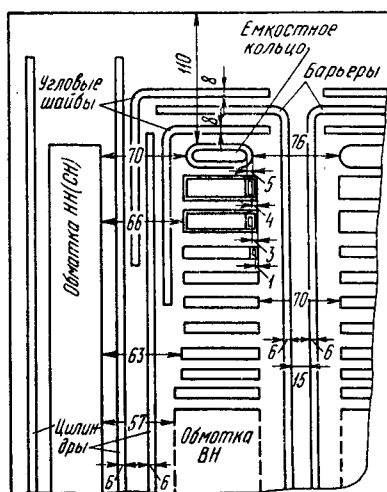


Рис. 33. Главная изоляция трансформаторов 110 кв с вводом на конце.

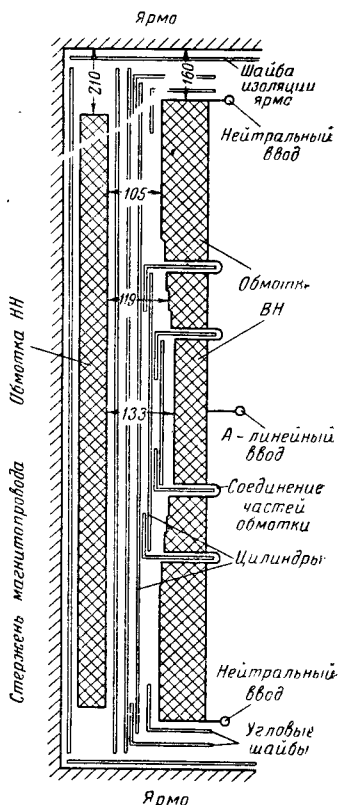


Рис. 34. Главная изоляция трансформаторов 220 кв.

Изоляция высоковольтного оборудования подстанций значительно сложнее по своей конструкции, чем изоляция линий электропередачи. Изготовление подстанционной изоляции труднее и дороже, поэтому уровни изоляции подстанционного оборудования, как правило, принимаются ниже уровня линейной изоляции, а возникающие на подстанциях перенапряжения ограничиваются.

Таблица 13

Номинальное напряжение трансформа- торов, <i>кв</i>	Допускаемые расстояния в свету, <i>мм</i>			
	между вводами		от ввода до расширителя выхлопной трубы	от ввода до термометра крана
	одной и той же и разных обмоток	линейными разных фаз одной обмотки		
3—6	90	85	110	90
10	135	120	140	135
20	200	190	215	200
35	330	305	340	320
110	900	900	965	900
150	1 270	1 200	1 340	1 270
220	1 770	1 725	1 925	1 770

Основным средством для ограничения перенапряжений являются вентильные разрядники, которые защищают изоляцию от грозových перенапряжений, а при сверхвысоких напряжениях (330, 500, 750 *кв*) и от внутренних перенапряжений. Поэтому уровни изоляции оборудования подстанций согласовываются с защитными характеристиками вентильных разрядников. Для того чтобы электрооборудование подстанций могло противостоять волнам атмосферных перенапряжений, набегающим с линий, его изоляция должна удовлетворять требованиям, указанным в табл. 14. Эти требования вытекают из характеристик современных вентильных разрядников. При определении требований к импульсной прочности изоляции за основу берется остающееся напряжение на разряднике, т. е. падение напряжения на рабочем сопротивлении разрядника при прохождении через него импульсного тока. При прохождении через разрядник импульсного тока, равного 5 *ка*, остающееся напряжение будет $U_{p,5}$. Импульсное испытательное напряжение внутренней изоляции силовых трансформаторов, испытываемых без возбуждения, при полной волне определяется по формуле

$$U_{п.в} = 1,1 (1,1 U_{p,5} + 15) + \frac{U_n}{2_{13}}$$

Амплитуда полной волны по воздействию на изоляцию оказывает более суровое влияние по сравнению с остающимся напряжением. Это обстоятельство учитывается умножением величины остающегося напряжения

Напряжение, кВ действ	Испытательное напряжение внутренней изоляции, кВ макс		Испытательное напряжение внешней изоляции, кВ макс				
	наибольшее рабочее	аппараты, трансформаторы тока, испытываемые с возбуждением трансформаторов (силовые и шунтирующие реакторы (полная волна))	испытываемые без возбуждения трансформаторов (силовые и шунтирующие реакторы (полная волна))	трансформаторы и аппараты (срезанная волна)	трансформаторы		промежутики между контактами одного и того же полюса разъединителей, выключателей и напряжителей в разомкнутом положении; между контактами предохранителей при вынужденном патроне (полная волна)
номинальное				полная волна	срезанная волна	полная волна	
3	3,5	42	43,5	42	50	44	52
6	6,9	57	60	57	70	60	73
10	11,5	75	80	75	90	80	100
15	17,5	100	108	100	120	105	125
20	23,0	120	130	120	150	125	158
35	40,5	180	200	185	230	195	240
110	126	425	480	460	570	480	600
150	172	585	660	630	785	660	825
220	252	835	945	900	1130	950	1190
330	363	1100	1200*/1050	1150/1000**	1350/1250**	1200	1400
500	525	1500	1675	1500	1800	1500	1800

* Для трансформаторов напряжения.

** Для силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов.

($U_{p,5}$) на коэффициент 1,1. Кроме того, для увеличения надежности изоляции ее испытательное напряжение еще повышается на 15 кв. В эксплуатации изоляция подвергается многократно воздействию импульсных напряжений, при этом прочность изоляции постепенно понижается (кумулятивный эффект). Для того чтобы учесть это, ее испытательное напряжение повышают еще на 10%, что в формуле учтено вторым коэффициентом, равным 1,1.

Наконец, следует иметь в виду, что волны, приходящие на подстанцию, накладываются на рабочее напряжение, под которым находится оборудование, при этом условия работы оборудования утяжеляются. Для того чтобы учесть это обстоятельство, испытание оборудова-

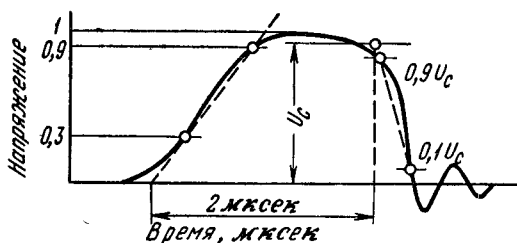


Рис. 35. Полная волна 1,5/40 мксек, срезанная при предразрядном времени 2 мксек.
 U_c — напряжение среза.

ния импульсным напряжением должно производиться с возбуждением его до номинального рабочего напряжения. При этом момент приложения импульса должен совпадать с амплитудой переменного напряжения обратной полярности. Для упрощения испытаний допускается испытывать трансформаторы без возбуждения, но при этом испытательное напряжение повышается на 50% номинального U_n . В формуле это также учтено слагаемым $U_n/2$, где U_n берется в киловольтах действующих. Как видно из табл. 14, изоляция подвергается испытанию импульсным напряжением при полной волне и при срезанных волнах обеих полярностей: положительной и отрицательной. Срезанная волна напряжения представляет собой полную волну 1,5/40 мксек, срезанную при предразрядном времени 2 мксек (рис. 35). Применение для испытания оборудования срезанной волны объясняется

тем, что воздействие ее на изоляцию иногда оказывается более суровым, чем полной волны. Благодаря срезу образуется крутой спад напряжения, который создает большие перепады напряжений на соседних элементах изоляционных конструкций и может вызвать их пробой. Особенно значительную опасность срезанная волна представляет для продольной изоляции трансформаторов как своим крутым спадом, так и электромагнитными колебаниями, которые она вызывает в обмотках трансформаторов. Появление на подстанции срезанных волн вполне возможно. Движущаяся с линии волна может быть срезана разрядниками или внешней изоляцией оборудования, после чего она, продолжая движение, может повреждать другую изоляцию. Импульсное испытательное напряжение для внутренней изоляции силовых трансформаторов при срезанной волне определяется по формуле

$$U_{\text{ср.в}} = 1,25 \cdot 1,15(1,1U_{\text{р.в}} + 15).$$

При срезанных волнах понижение электрической прочности изоляции при многократном воздействии импульсного напряжения более вероятно, поэтому коэффициент кумулятивности взят больше: 1,15 вместо 1,1 для полной волны. Увеличение прочности при сокращении времени воздействия напряжения учитывается коэффициентом 1,25.

Импульсные испытательные напряжения внешней изоляции трансформаторов и других высоковольтных аппаратов, указанные в табл. 14, определены по аналогичной методике с учетом характеристик вентильных разрядников и возможности снижения электрической прочности изоляции под действием неблагоприятных атмосферных условий. Кроме импульсных испытательных напряжений, электрическая прочность главной изоляции трансформаторов обычно характеризуется величиной одномоментного испытательного напряжения при промышленной частоте. Этим же напряжением контролируется электрическая прочность измерительных трансформаторов и изоляторов как в сухом состоянии, так и под дождем. Величины испытательных напряжений промышленной частоты приведены в табл. 15. Они также согласовываются с характеристиками вентильных разрядников, при этом за основу принимается величина пробивного напряжения искровых промежутков вентильных разрядников при промышленной частоте.

Таблица 15

Номинальное	Напряжение, кв дейст	Испытательные напряжения (одноминутные) изоляции, кв дейст					Выдерживаемое напряжение (при плановом подтоме) для внешней изоляции, кв дейст				
		наибольшее рабочее	трансформаторы сило- вые	трансформаторы напря- жения	аппараты и трансформа- торы тока	штанги (ручного управ- ления и измерительные)	изоляция, испытывае- мые отдельно	в сухом состоянии	под дождем	аппараты, трансфор- маторы и изоляторы	
3	3,5	18	24	24	24	36	25	28	26	27	20
6	6,9	25	32	32	32	48	32	40	34	36	26
10	11,5	35	42	42	42	63	42	53	45	47	34
15	17,5	45	55	55	55	82	57	70	60	63	45
20	23	55	65	65	65	100	68	85	70	75	55
35	40,5	85	95	95	95	150	100	130	105	110	85
110	126	200	260	260	250	—	265	355	280	295	215
150	172	275	275	275	320	—	340	460	355	375	290
220	252	400	400	400	470	—	490	675	520	550	425
330	363	460*	460	460	600	—	630	890	670*	700	550
		575				—			875		
500	525	630*	630	630	770	—	770	1150	850*	850	700
		830				—			1180		

* Между фазами.

Для работы при номинальных напряжениях от 3 до 15 кВ допускается изготовление электрооборудования с облегченной изоляцией, испытательные напряжения которого снижаются на 18—45% по сравнению с испытательными напряжениями оборудования с нормальной изоляцией.

Изоляция электростанций. Основным электрическим оборудованием электростанций являются генераторы. Генераторы имеют номинальные напряжения 3,15; 6,3; 10,5 и 21 кВ. Для генераторов мощностью 50 Мвт и выше допускаются номинальные напряжения 13,8; 15,75; 18 и 20 кВ. В настоящее время находятся в эксплуатации на электростанциях турбогенераторы мощностью до 500 Мвт и разрабатываются турбогенераторы мощностью до 800—1000 Мвт в одной единице. При этом номинальные напряжения генераторов повысятся до 24—36 кВ. Низкие номинальные напряжения генераторов по сравнению с другим высоковольтным оборудованием, например с трансформаторами, объясняются рядом технических трудностей, встречающихся при выполнении изоляции их обмоток. Для выравнивания электрического поля в пазу статора генератора, куда укладывается обмотка, требуется сокращение толщины слоя изоляции. Поэтому изоляция обмоток генераторов выполняется из материалов с лучшими электрическими характеристиками, а обмотке и пазу, в которой она укладывается, придается наиболее рациональная форма, способствующая выравниванию электрического поля. Изоляция генераторов подвергается в процессе работы механическим вибрациям вследствие вращения ротора и ударам при коротких замыканиях. Поэтому изоляция обмоток генераторов должна иметь высокую механическую прочность. При работе в обмотках генераторов выделяется значительное количество тепла вследствие активных потерь и повышается температура, что вызывает требования к изоляции по термической устойчивости. Для охлаждения обмоток генераторов применяется две системы: поверхностная и внутренняя. При поверхностной системе охлаждение обмотки происходит путем отвода тепла через изоляцию, что требует трудно достижимой хорошей теплопроводности изоляции. С поверхностной системой охлаждения обмоток изготавливаются генераторы малой и средней мощности. Генераторы мощностью 200 Мвт и более имеют внутреннее водяное, масляное или водо-

родное охлаждение, при котором тепло отводится через охлаждающую среду и тепловой поток не проходит через изоляцию. Изоляция отдельных участков обмоток генераторов работает в различных условиях. Часть обмотки, располагаемая в пазах статора генератора, называется пазовой частью, а часть, находящаяся в воздухе, носит название лобовой части. Напряженность электрического поля в пазовой изоляции зависит от номинального напряжения генератора, толщины изоляции и конфигурации поверхности стержня, укладываемого в паз, и пазы статора. Пазы и стержни современных генераторов, как правило, имеют прямоугольную форму, при которой на ребрах создается максимальная напряженность электрического поля. Степень неравномерности электрического поля зависит от величины радиуса закругления ребер меди и стержня. Она резко уменьшается в пределах изменения радиуса закругления от 0 до $0,5 h$, где h — толщина изоляции. Для выравнивания электрического поля на грани стержней наклеиваются изоляционные прокладки с покрытием из металлической фольги, электрически соединенной со стержнем.

Для того чтобы воздух в зазоре между изоляцией стержня и стенкой пазы не оказался под напряжением, на изоляцию стержня наносится полупроводящее покрытие, которое имеет электрический контакт со стенкой пазы. При этом воздушный зазор шунтируется и процесс ионизации воздуха исключается. Изоляция стержня обмотки относительно стали статора называется корпусной (главной). Конструкция корпусной изоляции генераторов с внутренним охлаждением показана на рис. 36. Лобовые участки обмотки работают в газовой среде (воздух, водород). Напряжение в этой части ложится в основном на газовые промежутки, имеющие меньшую относительную диэлектрическую проницаемость, чем твердая изоляция. В месте выхода стержня из пазы возникает повышенная напряженность электрического поля. Поэтому здесь создаются условия для возникновения коронирования. Если не принять мер по его устранению, то оно постепенно разрушит изоляцию стержня. Для устранения эффекта коронирования необходимо обеспечить распределение электрического поля вдоль стержня так, чтобы напряженность не превосходила 2 кВ/мм . Выравнивание электрического поля осуществляется в большинстве случаев с помощью полупроводящих по-

крытий, наносимых на поверхность изоляции стержня. Покрытие это выполняется из асбестовой ленты, пропитанной лаком с присадкой сажи или графита для увеличения проводимости. Обмотки генераторов малой и средней мощности с напряжением до 11 кв состоят из стержней с несколькими витками. Межвитковая изоляция выполняется из одного — двух слоев микаленты с нало-

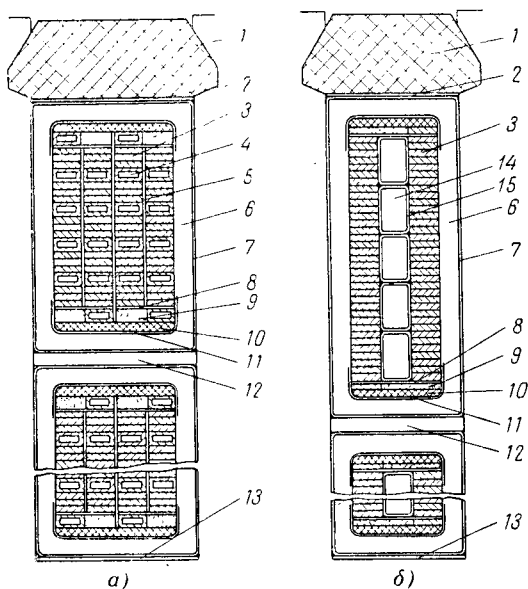


Рис. 36. Поперечный разрез паза статора турбогенератора.

а — с непосредственным охлаждением обмотки водой; б — с непосредственным охлаждением обмотки водородом; 1 — клин; 2, 12, 13 — прокладки изоляционные; 3 — медный проводник изолированный; 4 — медный полый проводник изолированный; 5 — разделитель групп транспонированных проводников; 6 — корпусная изоляция; 7 — полупроводящая лента; 8 — изоляция мест переходов транспозиции проводников; 9 — изоляционная замазка; 10 — изоляционная прокладка с закруглением; 11 — алюминиевая фольга; 14 — немагнитная вентиляционная трубка; 15 — изоляция вентиляционной трубки.

жением сверху одного слоя стеклоленты. В целом по конструкции изоляция обмоток генераторов делится на гильзовую и непрерывную. Гильзовая изоляция является комбинированной, состоящей из микалофиевой гильзы в пазовом участке обмотки и из изоляционных лент в лобовой части. Место стыка двух этих частей является слабым местом в изоляции этого типа. Современные генераторы имеют обмотки с непрерывной изоляцией, вы-

полненной из микаленты, нанесенной в полнахлеста на стержень. Микалента состоит из двух слоев бумажной подложки, между которыми помещаются пластинки слюды, приклеенной масляно-битумным лаком. Стержни с изоляцией из микаленты подвергаются компаундированию — пропитке под давлением и сушке, что повышает электрическую прочность и другие свойства изоляции. Непрерывная изоляция обмоток генератора, выполненная из одного и того же материала, по всей длине имеет практически одинаковую электрическую прочность как в пазовой, так и в лобовой частях.

Современные крупные генераторы, как правило, не работают непосредственно на воздушные сети, а связаны с ними через трансформаторы. Поэтому изоляция генераторов не рассчитывается на грозовые перенапряжения. На изоляцию генераторов могут воздействовать коммутационные перенапряжения, которые должны быть учтены при расчетах изоляции. Синхронные компенсаторы и электродвигатели имеют в основном такую же конструкцию изоляции, как и генераторы соответствующего класса напряжения. Кроме генераторов, на электростанциях устанавливается такое же оборудование, как и на подстанциях: трансформаторы, выключатели, разъединители и пр. К электрической прочности изоляции этого оборудования предъявляются такие же требования, как и к оборудованию подстанций.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ИЗОЛЯЦИИ

Осмотры изоляции. Надежная работа электроустановок может быть только в том случае, если за состоянием и работой ее изоляции ведется систематический надзор (проводятся осмотры, профилактические испытания, проверки), производится обслуживание изоляции (подогрев, вентиляция, защита от перенапряжений и увлажнений, очистка от загрязнений) и ремонта. Линии электропередачи напряжением выше 1 000 в линейным персоналом периодически осматриваются с земли путем обходов. Сроки периодических осмотров устанавливаются в зависимости от местных условий главным инженером электросети. Однако периодические осмотры должны проводиться не реже одного раза в 3 мес. Кроме того, линии электропередачи не реже одного раза в год осматриваются инженерно-техническим персоналом. При условиях, отличных от нормального режима работы (го-

лолед, туман, загрязнения, разливы рек, лесные и степные пожары), а также после автоматического отключения, независимо от успешности работы автоматов повторного включения, линии электропередачи подвергаются внеочередным и ночным осмотрам также с земли. В ночное время производятся главным образом осмотры сильно загрязняемых участков линий с целью проверки состояния изоляции в периоды сырой погоды: при дожде, тумане, мокром снеге. По интенсивности коронирования изоляторов определяется степень их загрязненности. В срок не реже одного раза в 3 года каждая линия электропередачи подвергается верховому осмотру с подъемом на опоры. Линии при этом не отключаются и осматриваются со строгим соблюдением требований правил техники безопасности. При всех осмотрах линий электропередачи должна тщательно осматриваться линейная изоляция и трубчатые разрядники. При осмотрах с земли изоляция должна осматриваться через бинокль. При осмотре линейной изоляции нужно выявлять ее дефекты: механические повреждения фарфора изоляторов (скол части тарелок изоляторов, наличие трещин); следы перекрытия гирлянд и отдельных изоляторов с повреждением глазури, разрушением фарфора; следы оплавлений на армировке изоляторов и арматуре гирлянд; загрязненность изоляторов и интенсивность их коронирования; правильность насадки штыревых изоляторов на крючья и штыри; ржавление арматуры и шапок изоляторов; состояние изолирующих трубок трубчатых разрядников. Все осмотры должны производиться с соблюдением правил техники безопасности.

Осмотры без отключения распределительных устройств электростанций и подстанций напряжением выше 1000 в производятся периодически в сроки, зависящие от наличия дежурного персонала. При постоянном дежурстве персонала на рабочем месте или на дому осмотры производятся 1 раз в сутки и ночные осмотры — по местным инструкциям, но не реже 1 раза в месяц. Без постоянного дежурного персонала распределительные устройства подстанций осматриваются не реже одного раза в месяц, а трансформаторные и распределительные пункты — не реже одного раза в 6 мес. Внеочередные осмотры постоянным дежурным персоналом производятся после отключения коротких замыканий, а установки без постоянного дежурного персонала

осматриваются в сроки, указанные в местных инструкциях. Кроме того, установки, расположенные в местах с сильными загрязнениями атмосферы, при неблагоприятной погоде (сильный туман, дождь, мокрый снег и т. п.) подвергаются дополнительным осмотрам. При всех осмотрах распределительных устройств должна тщательно осматриваться изоляция. При осмотре изоляторов могут быть обнаружены трещины, сколы, подпалы от перекрытия дугой, царапины, загрязнения и т. п. Одним из слабых мест сборных шин являются изоляторы, на которых крепятся шины. У опорных и проходных изоляторов внутренней установки от воздействия динамических усилий токов короткого замыкания могут появляться трещины, которые можно обнаружить при осмотрах. У штыревых изоляторов наружной установки, а также у вентильных разрядников трещины образуются в результате резких изменений температуры. Вследствие различных коэффициентов теплового расширения фарфора и металла и отсутствия демпфирующих эластичных прокладок между ними в местах соединения фарфора и металла возникают механические напряжения, которые приводят к растрескиванию фарфора, а иногда и чугунного литья. Трещины у фарфоровых изоляторов могут образоваться также и вследствие попадания влаги в армировочные швы и ее замерзания при минусовых температурах. Мелкие трещины в глазури могут вызываться воздействием лучей солнца или неравномерным нагревом токами утечки по загрязненной поверхности. При осмотре опорных изоляторов разъединителей из-за механических ударных воздействий при отключениях и включениях повреждения встречаются чаще. Трещины появляются и у фарфоровых тяг разъединителей. Перекрытие тяг может происходить и по дорожкам ржавых потеков от металлических колпаков по поверхности тяги. Трещины у фарфоровых вводов выключателей и трансформаторов легко обнаруживаются по уровню масла в них и по подтекам масла по бакам. Загрязнения и перекрытия обнаруживаются также визуально. При осмотре выключателей ВМГ-133 нужно обращать внимание на состояние изоляторов — тяг, которые ломаются и перекрываются. У воздушных выключателей фарфоровые изоляторы полые. В случае попадания влажного воздуха во внутрь влага, конденсируясь, оседает на внутренних стенках изоляторов и создает грязные потеки, по ко-

торым происходят перекрытия, и изоляторы разрушаются. Для предупреждения попадания влаги внутрь изоляторов их полость постоянно продувается сухим воздухом от компрессоров. Постоянство продувки сухого воздуха контролируется специальным указателем, который состоит из стеклянной трубки с алюминиевым шариком внутри. Воздух, продуваемый через трубку, поддерживает шарик на определенном уровне. У выключателей новых конструкций могут быть и другие указатели. При осмотрах изоляции нужно обращать внимание на эти указатели. Трансформаторы осматриваются одновременно со всем оборудованием распределительных устройств и подвергаются внеочередным осмотрам после появления сигналов об отклонениях режима его работы от нормального (работа газового реле, сигнал о нарушениях работы системы охлаждения и др.). При осмотре трансформаторов прежде всего нужно их прослушать: из-за местных разрядов между отдельными частями внутри трансформатора может быть слышен треск. Затем осматриваются выводы всех напряжений: на целость, отсутствие сколов, царапин, трещин и степень загрязнения. Проверяются уровень и цвет масла в расширителях вводов и трансформаторов и в масломерном стекле масляного затвора воздухоочистительного фильтра. Указателем плохого состояния масляного затвора может также служить силикагель в смотровом окошке фильтра: нормально силикагель имеет голубой цвет, при увлажнении — розовый. При осмотрах любой маслonaполненной аппаратуры, в том числе трансформаторов напряжения и трансформаторов тока, масляных реакторов и конденсаторов, кроме осмотра фарфоровой изоляции, следует обращать внимание, нет ли течи масла через сварные швы баков, через армировочные швы фланцев и через уплотняющие прокладки, на выбросы масла через предохранительные клапаны и из-под крышек. Подобные случаи указывают на ненормальную работу аппарата. У концевых заделок силовых кабелей напряжением выше 1 000 в не должна вытекать заливочная мастика. Она не должна иметь трещин, следов наличия влаги и перекрытия. При осмотре закрытых распределительных устройств следует обратить внимание на состояние крыши здания (течи через крышу на изоляцию), на состояние вентиляции, отсутствие незаделанных отверстий, проемов и поврежденных окон. Все замеченные недо-

статки при осмотрах должны записываться в книгу дефектов. Для более глубокого определения состояния изоляции она периодически в установленные сроки подвергается профилактическим испытаниям и проверкам. Профилактические испытания оборудования производятся специальными передвижными лабораториями, а определение качества масла проводится не реже 1 раза в год, при этом отбираются пробы масла, которые испытываются в стационарных лабораториях. В зависимости от размеров повреждений, выявленных в изоляции при осмотрах и испытаниях, дефекты устраняются или изоляция бракуется, оборудование выводится из эксплуатации и подлежит ремонту или замене. Фарфоровая изоляция с обнаруженными трещинами немедленно выводится из работы и заменяется. Фарфоровая изоляция со сколами и царапинами, но сохранившая изоляционные свойства и надлежащую механическую прочность, остается в эксплуатации до очередного капитального ремонта данного оборудования, при этом, однако, места без глазури закрашиваются глифталевым лаком.

Очистка изоляции от пыли. Как показывает опыт эксплуатации, изоляция, покрытая сухой пылью настолько, что белая поверхность изолятора становится серой, все-таки не теряет изолирующих свойств и не перекрывается. Но при отпотевании или смачивании поверхности изолятора ее сопротивление резко снижается и изолятор перекрывается. Поэтому действующие правила по технике безопасности допускают в закрытых распределительных устройствах без снятия с оборудования рабочего напряжения производить чистку запыленной изоляции с помощью специальных щеток или пылесосов. Конструкция применяемых щеток и головок пылесоса должна быть такой, чтобы полностью исключалась возможность замыкания между соседними фазами. В качестве изоляции головки пылесоса должны применяться полые изолирующие штанги, рассчитанные на напряжение электроустановки. Эти штанги во избежание перекрытия вследствие наличия пыли должны очищаться внутри перед началом работы и периодически в процессе ее. Чистка изоляции без снятия напряжения в закрытых распределительных устройствах допускается при наличии в них проходов достаточной ширины, позволяющих свободно оперировать пылеудаляющими средствами, и должна производиться только с пола или

с устойчивых подмоетков и в диэлектрических перчатках. На работы по очистке изоляции от пыли без снятия напряжения составляется местная инструкция, которая, исходя из местных условий и технологии работ, предусматривает дополнительные требования по безопасному производству работ. Периодичность очистки оборудования определяется также местными условиями и может быть от 1—2 до 10—12 раз в год. Местная инструкция утверждается главным инженером энергосистемы и согласовывается с технической инспекцией совета профсоюзов. В тех случаях, когда очистка изоляции не может быть выполнена под напряжением, для производства работ по очистке изоляции установка отключается и заземляется. При малой запыленности изоляция очищается при ремонтах.

Предупреждение отпотевания изоляции. Для надежной эксплуатации изоляции в распределительных устройствах высокого напряжения наряду с борьбой с запыленностью нужно вести борьбу с возможным ее отпотеванием. Отпотевание изоляции происходит тогда, когда температура наружного воздуха оказывается выше температуры внутри помещения распределительного устройства. Такие условия создаются при резком потеплении после продолжительных морозов. Наружный теплый воздух, попадая внутрь здания распределительного устройства, соприкасается с более холодными поверхностями изоляторов и отдает им свою влагу в виде росы, смачивая поверхность. Если же в помещении распределительного устройства находится теплый влажный воздух, то при резком снижении температуры наружного воздуха на холодных стенах здания и установленном на них оборудовании также происходит отпотевание в виде инея. При отпотевании смачивается поверхность изоляции, снижается ее сопротивление, что может привести к перекрытию. Закрытые РУ не имеют отопления, но там, где установлены реакторы, температура в здании поддерживается на 10—15° выше температуры наружного воздуха. Отпотевание в таких распределительных устройствах невозможно. В закрытых распределительных устройствах, примыкающих к зданиям электростанций и к зданиям синхронных компенсаторов, всегда температура выше, чем у наружного воздуха. В маломощных распределительных устройствах температура внутри здания, как правило, не отли-

чается от температуры наружного воздуха. Только при резких изменениях температуры наружного воздуха различие может иметь место. Распределительные устройства в суровых климатических условиях должны иметь обогрев, который не давал бы снижаться температуре внутри здания ниже -25 или -20°C , обеспечивающей нормальную работу оборудования. Для борьбы с отпотеванием изоляции в распределительных устройствах, как правило, достаточны хорошие уплотнения в здании и своевременная его вентиляция. Осенью, в начале зимы все проемы — окна, двери, жалюзи и другие отверстия — хорошо уплотняются, помещение распределительного устройства хорошо проветривается до полной смены воздуха и понижения температуры воздуха внутри помещения до $+1 \div +2^{\circ}\text{C}$. Зимой, особенно при резких потеплениях наружного воздуха, следует всячески препятствовать попаданию внутрь более теплого наружного воздуха. Уплотнения необходимо делать и для того, чтобы уменьшить запыление изоляции. Оборудование распределительных устройств, несущих нагрузку зимой, работает нормально. Но если распределительное устройство находится под напряжением и оборудование не несет токовой нагрузки, при резких похолоданиях оно может отпотеть. Такие распределительные устройства должны иметь подогрев.

Летом помещения распределительных устройств должны вентилироваться посредством естественной вентиляции; приточной — внизу и вытяжной — вверх. В тех случаях, когда температура в помещении распределительного устройства поднимается выше чем на $10-15^{\circ}\text{C}$ по сравнению с наружной, вентиляция помещения должна усиливаться. При расположении распределительных устройств в зонах с загрязненной атмосферой загрязнения не должны проникать через вентиляцию в помещение РУ.

Эксплуатация штыревых изоляторов. В открытых распределительных устройствах самым распространенным повреждением является пробой изоляторов типов ШТ-35; ИШД-35 и ОС-1. Обследования показали, что пробой происходит главным образом по образовавшимся кольцевым трещинам фарфора. Повреждаются изоляторы с плохой покраской армировочных швов, что дало повод предполагать возможность проникнове-

ния в цемент влаги. При низких температурах влага в цементе замерзает и расширяется, создает механические напряжения, которые вызывают трещины в фарфоре или в чугунных флянцах. Для предупреждения проникновения влаги в армировочные швы последние должны закрашиваться. Перед покраской изоляторы просушиваются в течение 24 ч при температуре 80—100° С. После сушки армировочные швы покрываются масляной краской или эмалью ФХС, а еще лучше трещиностойким лаком ХСПЭ в три слоя. Эти покрытия могут наноситься на заводскую битуминозную или другую лакировку. Изоляторы должны быть испытаны приложением напряжения 50 кВ на каждый элемент.

В условиях эксплуатации покраску швов нужно повторять через 4 года в летнее сухое время.

Устранение течи масла из масла на полной аппаратуре. Обнаруженные при осмотрах распределительных устройств места течи масла из масла на полной аппаратуре должны по мере возможности немедленно устраняться. Особенно такие течи, как через сварные швы баков, через уплотняющие прокладки и др. Течи через прокладки устраняются подтягиванием болтов крышек к бакам, между которыми находится прокладка. Для устранения течи через трещины применялось обычно хозяйственное мыло. В настоящее время некоторыми энергосистемами разработана специальная эпоксидная замазка, например ФАЭД-8.

Ввиду того что замазка загустевает, ее готовить нужно непосредственно перед работой и использовать в течение 1—2 ч. Место течи промывается бензином, ацетоном и другими растворителями. В тех случаях, когда отверстие в баке аппарата большое и бензином смыть масло не удастся, нужно или слить масло из аппарата, или создать пониженное давление в аппарате, чтобы уменьшить течь. На высохшую поверхность накладывается замазка, которая затвердевает в течение 24 ч. При работах с замазкой должны соблюдаться правила техники безопасности. По отобранным пробам масла контролируется его состояние. Снижение электрической прочности масла в эксплуатации обычно вызывается попаданием влаги или большим содержанием взвешенного угля (в выключателях и переключателях), что выявляется при испытаниях масла на электрическую прочность. Масло, потерявшее электрическую прочность,

подлежит немедленной замене. Старение (окисление) масла или его разложение (крекинг-процесс) представляет опасность для нормальной работы аппарата. Поэтому отобранные пробы масла систематически (один раз в год) подвергаются сокращенному анализу, который позволяет выявлять указанные процессы. Для предохранения масла от увлажнения в силовых трансформаторах служат воздухоочистительные фильтры, которые содержат осушитель — силикагель. Прежде чем прийти в соприкосновение с силикагелем, атмосферный воздух проходит через маслянный затвор фильтра и осушается. Воздухоочистительный фильтр имеет большое значение для защиты масла в трансформаторах от увлажнения, и его состояние должно постоянно контролироваться. Для защиты масла от окисления в силовых трансформаторах применяются термосифонные фильтры. Они содержат силикагель и включаются в верхней и нижней точках параллельно баку трансформатора. Посредством естественной циркуляции масло трансформатора проходит через силикагель фильтра и раскисляется. Защита масла от окисления в маслonaполненной аппаратуре с небольшими объемами (вводы, измерительные трансформаторы и др.) осуществляется посредством различных антиокислителей (ВТИ-1, ДБК, амидопирин и др), которые растворяются в масле. В маслonaполненных высоковольтных вводах с небольшим объемом масла изоляция от увлажнения в большинстве случаев защищается посредством гидравлических затворов, которые работают по принципу двух сообщающихся сосудов.

Эксплуатация изоляции в районах с загрязненной атмосферой. Изоляция линий электропередачи и открытых распределительных устройств напряжением выше 1000 в, расположенных в районах с загрязненной атмосферой, работает в тяжелых условиях. Поэтому при выборе трасс для линий электропередачи и площадок для открытых подстанций между промышленными объектами, загрязняющими атмосферу, и выбранными трассами и площадками должны сохраняться минимальные защитные интервалы. Величина этих интервалов колеблется в пределах от 50 до 1500 м в зависимости от характера производства загрязняющего источника. Кроме того, нужно избегать расположения линий электропередачи и подстанций в факеле промышленных загрязнений, ориентированного господствующим

щим направлением ветра — учитывать розу ветров. Территория, находящаяся вне окружности, описанной вокруг источника загрязнений радиусом, равным защитному интервалу, является зоной первой степени загрязненности атмосферы. Территория кругового кольца между окружностями радиусов, равных величине защитного интервала и половины защитного интервала, является зоной второй степени загрязненности, и остальная часть территории, прилегающая непосредственно к загрязняющему источнику, — зоной третьей степени загрязненности. Выбор изоляции электроустановок, расположенных на территории с загрязненной атмосферой, производится в соответствии с руководящими указаниями по проектированию и эксплуатации линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока 3—500 кВ, расположенных в районах с загрязненной атмосферой [Л. 4]. В зависимости от степени загрязненности атмосферы выбирается изоляция нормального или усиленного исполнения, а в зависимости от рабочего напряжения — минимальная удельная длина пути утечки в сантиметрах на киловольт напряжения. Длина пути утечки нормируется в пределах от 1,2 до 3,5 см/кВ. Для изоляции усиленного исполнения она в 1,5 раза выше, чем для нормальной изоляции. В зоне с третьей степенью загрязненности распределительные устройства, как правило, выполняются закрытыми. Открытые распределительные устройства напряжением 3—330 кВ сооружаются только за пределами зоны третьей степени загрязненности, а распределительные устройства 500 кВ — за пределами зоны второй степени загрязненности. При отсутствии изоляции усиленного исполнения в зоне со второй степенью загрязненности сооружаются подстанции закрытого типа или с применением аппаратуры на следующий класс напряжения. Для повышения надежности работы внешней изоляции действующих линий электропередачи и открытых распределительных устройств, находящихся в зонах с загрязненной атмосферой, применяются очистка и обмывка изоляторов, гидрофобные покрытия поверхности изоляторов и изоляторы с полупроводящей глазурью. В тех случаях, когда естественная очистка изоляторов дождями не обеспечивает надежную эксплуатацию установки, следует производить регулярную чистку изоляторов, а в открытых распределительных устройствах, расположенных в зонах второй

и третьей степени загрязненности атмосферы,— обмывку изоляции водой. Очистка изоляции открытых распределительных устройств посредством ручной протирки производится при отключении и заземлении установки, а обмывка изоляторов водой или с помощью специальных щеток — без снятия напряжения. Обмывку изоляторов допускается производить без снятия напряжения как сплошной, так и прерывистой струей воды. При обмывке сплошной струей воды длина струи нормируется. Расстояние по прямой от наконечника ствола (брандспойта) до обмываемого изолятора должна быть не менее указанной в табл. 16.

Таблица 16

Напряжение электроустановки, <i>кв</i>	Длина струи воды, <i>м</i> , при давлении			
	4 <i>кгс/см²</i>		8 <i>кгс/см²</i>	
	диаметр ствола, <i>мм</i>		диаметр ствола, <i>мм</i>	
	12	22	12	22
220	6	9	10	15
110	4	7	7	12
35	2,5	5	3,5	8
6—10	2,5	4	2,5	4

Удельное сопротивление воды, применяемой для обмывки изоляторов сплошной струей, должна быть не менее 15 *ом·м*. Длина шланга, подающего воду к стволу, не должна превышать 40 *м*. При обмывке изоляторов прерывистой струей воды без снятия напряжения опасность для работающего персонала уменьшается и нормированная длина прерывистой струи воды сокращается:

для ОРУ 35 <i>кв</i>	не менее 2,5 <i>м</i>
для ОРУ 110 <i>кв</i>	» » 3,5 <i>м</i>
для ОРУ 154 <i>кв</i>	» » 4,0 <i>м</i>
для ОРУ 220 <i>кв</i>	» » 5,0 <i>м</i>

Удельное сопротивление воды, используемой для обмывки изоляторов прерывистой струей, должна быть не менее 10 *ом·м*. При обмывке изоляции сплошной или прерывистой струей воды ствол и прерыватель струи надежно заземляются гибким медным проводом сечением не менее 16 *мм²* для ствола и 6 *мм²* для прерывателя струи воды. Работы по обмывке изоляции водой

без снятия напряжения производятся в диэлектрических перчатках и в резиновых сапогах. На работы по очистке и обмывке изоляторов составляются специальные местные инструкции, которые утверждаются главным инженером энергосистемы и согласовываются с технической инспекцией совета профсоюзов. В некоторых случаях очистка изоляторов затруднена образованием на их поверхности цементной корки или смолистых отложений. Для предотвращения образования твердой цементной корки изоляторы рекомендуется покрывать 5%-ным раствором церезина в бензине, толуоле или других растворителях. Это покрытие облегчает очистку изоляторов и, вследствие гидрофобных свойств, предупреждает образование сплошной пленки воды на поверхности изолятора. Для повышения надежности работы изоляции в зонах с загрязненной атмосферой применяются и другие покрытия с гидрофобными (водоотталкивающими) свойствами: кремнийорганические и другие жирные покрытия типа вазелина, невысыхающие гидрофобные пасты ВЭИ. Как известно, перекрытие изоляторов при рабочем напряжении начинается с частичных дуговых разрядов, которые образуются вследствие неравномерного распределения напряжения по поверхности изоляторов. Для равномерного распределения напряжения по поверхности изоляторов были разработаны изоляторы с полупроводящей глазурью. Величина сопротивления полупроводящей глазури находится в пределах от 1 до 3 Мом на 1 кв рабочего напряжения. Это сопротивление обуславливает силу тока по изолятору в 1 ма , которая достаточна, чтобы предупредить возникновение частичных разрядов и перекрытий изоляторов. Однако, как показал опыт эксплуатации, разработанные изоляторы с полупроводящей глазурью не всегда себя оправдывают.

Измерения распределения напряжения с помощью штанги. Для контроля состояния фарфоровых изоляторов наибольшее распространение получили измерения распределения напряжения по многоэлементным изоляторам с помощью измерительной штанги. Этот метод простой, довольно эффективный и позволяет периодически проверять состояние каждого изолятора без отключения электроустановки. Метод основан на измерении напряжения, которое приходится на каждый изолятор гирлянды (колонки) или на каждый эле-

мент изолятора. Дело в том, что приложенное рабочее напряжение распределяется по элементам в соответствии с их собственными емкостями и емкостями по отношению к земле (см. рис. 13).

Для каждой гирлянды, состоящей из одинакового числа однотипных изоляторов, и для каждого типа изолятора, состоящего из отдельных элементов, распределение рабочего напряжения имеет вполне определенный характер. При наличии же, например, в гирлянде дефектных изоляторов распределение напряжения изменяется.

На рис. 37 кривая 1 показывает нормальное распределение напряжения по гирлянде, состоящей из семи

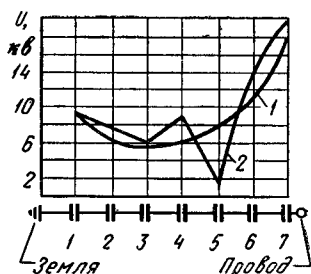


Рис. 37. Кривые распределения напряжения по гирлянде, состоящей из семи изоляторов. 1 — при отсутствии дефектных изоляторов; 2 — при наличии дефектных изоляторов.

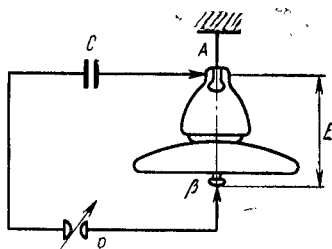


Рис. 38. Схема измерения напряжения на изоляторе с помощью штанги.

С — защитная емкость в штанге; Р — регулируемый искровой промежуток.

полноценных изоляторов. При появлении дефектного, например пятого, изолятора распределение напряжения по гирлянде резко изменяется (кривая 2), что и позволяет выявить дефектный изолятор. Для измерения распределения напряжения по изоляторам применяются изолирующие измерительные штанги. В СССР наибольшее распространение получила штанга конструкции М. В. Хомякова. Принципиальная электрическая схема измерительной штанги показана на рис. 38. Измерение напряжения на изоляторе производится регулируемым искровым промежутком с электродами игла — плоскость. Для того чтобы при пробое искрового промежутка не закорачивался изолятор, последовательно с ним в измерительную схему включается защитный конденсатор С,

емкость которого составляет 20—25 $\mu\text{ф}$ при испытательном напряжении 35 кВ.

На рис. 39 показан общий вид штанги для работы в электроустановках с напряжением до 220 кВ включительно. Измерительная штанга состоит из двух частей: изолирующей части штанги и измерительной головки. Изолирующая часть штанги выполняется из пяти бакелитовых трубок 1—5 длиной по 1 м каждая. Штанга собирается из отдельных элементов в зависимости от рабочего напряжения установки. Изолирующая часть штанги может быть собрана из двух звеньев и захвата для работы в установках с напряжением до 110 ~~кВ~~ и из трех звеньев и захвата для работы с рабочим напряжением до 220 кВ. Там, где необходимо или удобно для работы, изолирующая часть штанги собирается из четырех или пяти звеньев, независимо от рабочего напряжения. Нижнее звено всегда служит захватом.

На рис. 40 показана измерительная головка штанги. Она состоит из коромысла — трубки 1 с конденсатором, щуподержателя со щупами 2, искрового промежутка между игольчатым 3 и плоским 4 электродами и шкалы со стрелкой 5. Изменение расстояния между электродами

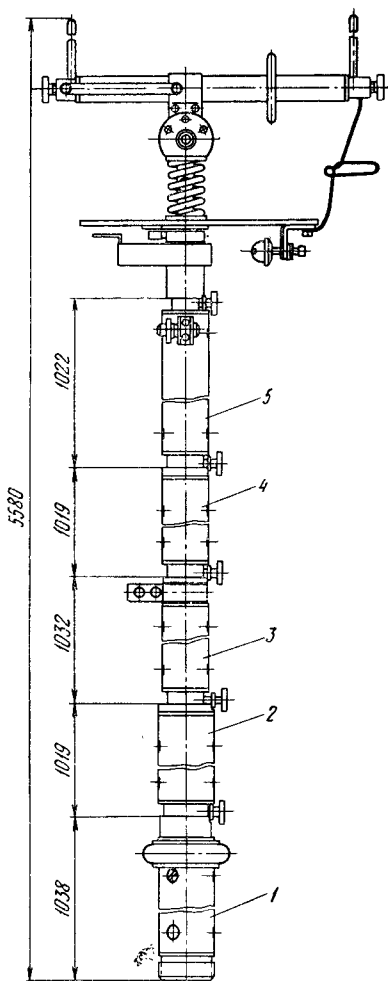


Рис. 39. Общий вид измерительной штанги для контроля изоляторов.

осуществляется при помощи поворота штанги, на которую насажен эксцентрично плоский электрод относительно коромысла, опирающегося шупами на измеряемый изолятор. Неподвижный игольчатый электрод сопряжен с коромыслом головки. Шкала головки для контроля изоляторов изготовлена из гетинакса и проградуирована в киловольтах действующих. Указатель

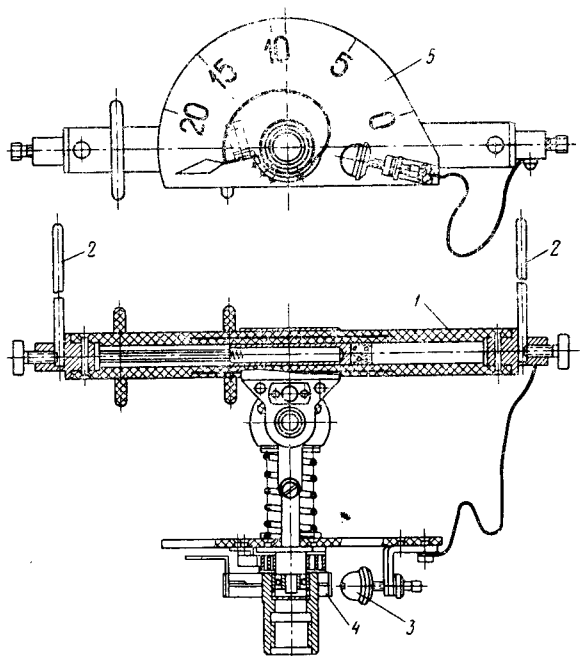


Рис. 40. Измерительная головка для контроля изоляторов.

величины напряжения — стрелка — сочленена с подвижным электродом. Измерительная штанга с изменяющимся искровым промежутком позволяет путем измерения распределения напряжения по изоляторам гирлянды или по элементам опорных изоляторов в колонке выявить изоляторы, полностью потерявшие изоляционные свойства, — так называемые «нулевые» изоляторы и изоляторы со сниженной электрической прочностью. Перед началом работы с измерительной штангой нужно проверить нулевое положение стрелки. При работе по контролю изоляторов поворот изолирующей части штанги

для изменения величины искрового промежутка должен производиться в сторону закручивания резьбы соединяющих втулок, а обратный ход осуществляется при помощи пружины. Кроме того, для большей надежности каждое звено в месте соединения имеет стопорный винт, предотвращающий раскручивание звеньев. При проверке изоляторов на напряжение 35 кВ обязательно должна применяться головка с встроенным конденсатором. При контроле одного изолятора на напряжение до 35 кВ замер начинается с верхнего склеенного элемента. Если при этом по показаниям штанги верхняя часть изолятора окажется дефектной, измерять нижнюю часть изолятора запрещается. Для контроля многоэлементных гирлянд или колонок изоляторов на напряжение 110—220 кВ применяются безконденсаторные измерительные головки.

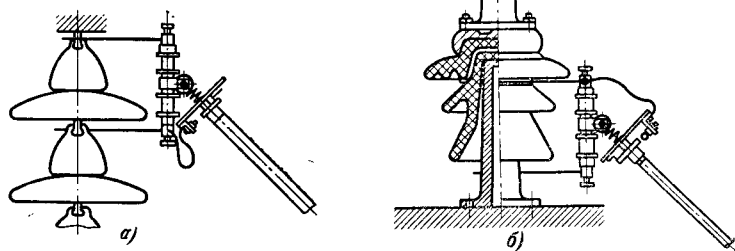


Рис. 41. Положение штанги при контроле.
а — подвесных изоляторов в гирлянде; б — опорных изоляторов в колонне.

Контроль изоляторов в гирляндах и в колонках, составленных из двух и более изоляторов, производится, начиная с элемента, расположенного у заземленных частей конструкции. При измерениях головки штанги для контроля изоляторов должна находиться в таком положении, чтобы игольчатый (неподвижный) электрод головки был обращен в сторону напряжения, так как шкала головки градуируется именно в таком положении (рис. 41). Перед употреблением штанга должна

быть осмотрена и тщательно протерта от пыли. Штанга, имеющая какие-либо повреждения (царапины, вмятины и т. п.), к эксплуатации не допускается. Электромонтеры на опору должны подниматься без штанги. Штанга на опору должна подниматься при помощи каната в вертикальном положении измерительной головкой вверх.

На опоры и конструкции небольшой высоты штанга может подниматься путем передачи из рук в руки.

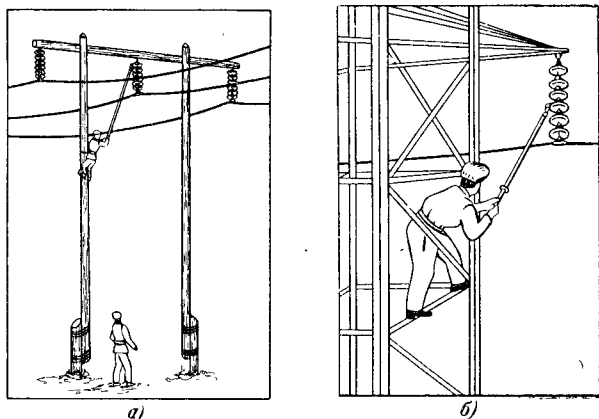


Рис. 42. Контроль изоляторов штангой.

а — на деревянных опорах; б — на металлических опорах.

При работе со штангой изолирующая часть ее должна располагаться так, чтобы исключалась возможность перекрытия на нее с соседних токоведущих частей и конструкций. Положение работающего при контроле изоляторов на деревянных и на металлических опорах показано на рис. 42. Проверка правильности измеренного напряжения по изоляторам производится суммированием полученных отдельных показаний. Сумма измеренных напряжений должна быть не ниже 80% от фазного напряжения на деревянных опорах и не должна отличаться более чем на $\pm 10\%$ от фазного напряжения на металлических опорах. Распределение рабочего напряжения по элементам опорных изоляторов и гирляндам подвесных изоляторов, а также нормы отбраковки приведены соответственно в табл. 17 и 18.

Рабочее на- пряжение, кв		Число и тип изоляторов	Состояние изоляторов	Напряжение на элементе изолятора, кв, менее, при номере элемента ¹														
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
220	127	5; ИШД-35	Нормальное Дефектное	6	7	7	5	6	8	6	7	9	7	8	10	11	12	18
110	65	3; ИШД-35	Нормальное Дефектное	3	3	3	2	3	4	3	3	4	3	3	5	6	8	12
110	65	3; ШТ-35, ШТ-30	Нормальное Дефектное	6	4	5	6	6	7	7	8	16						
110	65	4; Т-44 4; ОС-1	Нормальное Дефектное	3	2	3	3	3	3	4	6	10						
		1; ШТ-35 или 1; ШТ-30	Нормальное Дефектное	7	8	9	11	12	18									
		2; Т-44 или 2; ОС-1	Нормальное Дефектное	3	4	5	6	8	11									
35	20		Нормальное Дефектное	5	6	4	8	5	12	8	17							
			Нормальное Дефектное	2	3	2	3	2	8	6	10							
				10	10													
				5	5													
				4	5	4	7											
				2	2	2	3											

¹ Начиная от заземленной конструкции.

Примечания: 1. При измерении опорных изоляторов штангой следует иметь в виду, что изоляторы типа ИШД-35 состоят из трех склеенных элементов, а изоляторы типов ШТ-35, ШТ-30, Т-44 и ОС-1 из двух элементов.

2. Сумма напряжений, измеренных на элементах изоляторов, не должна отличаться более чем на $\pm 20\%$ от величины фазного напряжения.

3. Забракованные элементы изоляторов, не доступные для контроля при помощи штанги, рекомендуются перед заменой прозвонить мегаомметром 2,5 кв или напряжением от кенотронного аппарата или маслопробойной колонки. Дефектные элементы изоляторов имеют сопротивление изоляции менее 300 мгом или не выдерживают напряжения 50 кв, прикладываемого к каждому элементу изолятора.

Таблица 18

Напря- жение ли- нии, кВ	Тип изоляторов	Число изоля- торов в гир- лянде	Состояние изолятора	Напряженье на изоляторе, кВ, менее, при номере изолятора: ¹															Сумма напряже- ний по изолято- рам, кВ
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
220	П-4,5 с защит- ной арма- турой	14	Нормальное Дефектное	8 4	6 3	5,5 3	5 2	5 2	5 2	5 2	5 2	6 3	6,5 3	7 3	9 5	12 8	16 10	31 18	127 —
	П-7 с защит- ной арма- турой	13	Нормальное Дефектное	7 3	5 2	5 2	5 2	5 2	6 3	7 3	7 3	9 4	11 6	14 8	16 10	30 18	— —	— —	127 —
110	П-4,5	8	Нормальное Дефектное	8 4	5 2	5 2	4,5 3	6,5 5	8 5	10 7	17 12	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	64 —
	П-4,5	7	Нормальное Дефектное	9 4	6 3	5 2	7 3	8,5 5	10 7	18,5 12	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	64 —
35	П-4,5	6	Нормальное Дефектное	10 5	7 3	8 4	9 5	11 8	19 13	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	64 —
	П-4,5	4	Нормальное Дефектное	4 2	3,5 2	4,5 3	8 5	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	20 —
	П-4,5	3	Нормативное Дефектное	6 3	5 3	9 5	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	20 —
	П-4,5	2	Нормативное Дефектное	10 5	10 6	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	20 —

¹ Начиная от траверсы.

П р и м е ч а н и я: 1. Сумма напряжений, измеренных на всех изоляторах в гирлянде, не должна отличаться от фазового напряжения линии более чем: на металлических опорах $\pm 10\%$, на деревянных опорах -20% . В противном случае измерительная головка штанги должна быть отрегулирована и измерения повторены.

2. Изоляторы, не доступные для измерения при помощи штанг (на транспозиционных и угловых опорах и т. д.), рекомендуется контролировать на отключенной ЛЭП один раз в 6 лет или при капитальных ремонтах линий при помощи мегомметра на 2,5 кВ в сухом и очищенном от загрязнений состоянии. Дефектные изоляторы имеют сопротивление изоляции менее 300 МГОМ.

Работа с измерительными штангами должна проводиться в соответствии с действующими правилами техники безопасности при работах на линиях и подстанциях, находящихся под напряжением. При тумане, дожде, мокром снегопаде и т. п., когда изолирующая часть штанги может увлажняться, работу с измерительными штангами производить запрещается. Работы должны также прекращаться при приближении дождя или грозы. Надежная работа электрической изоляции в значительной степени зависит от уровня культуры ее эксплуатации. Систематический надзор и своевременный уход за изоляцией обеспечивают безаварийную работу энергосистемы и надежное и бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией.

Высоковольтные подвесные изоляторы

Тип изолятора		Габаритные размеры, мм				Напряжение не менее, кВ				Нагрузка, кг			Длина пути уточки, не ме- нее, мм	Вес, кг	
по единым ТУ	по ранее действи- вавшим ТУ	строи- тельная длина	диаметр тарелки	диаметр стержня	сухо- разряд- ное	мокро- разряд- ное	пробив- ное	электро- механиче- ская раз- рушаю- щая	электро- механи- ческая одноми- нутная	допускае- мая					
Фарфоровые															
—	П-4,5	167	270	16	75	40	110	6 000	4 500	2 250	295	6,41			
—	ПМ-4,5	140	270	16	75	40	110	6 000	4 500	2 250	275	6,0			
ПФЕ-4,5	—	140	270	—	75	40	110	6 000	4 500	—	324	5,25			
—	П-7	183	300	20	86	45	125	9 500	7 000	3 500	305	10,41			
—	П-8,5	206	320	22	85	55	125	11 000	8 500	4 250	365	11,2			
—	ПВ-9	162	300	16	85	55	125	12 000	9 000	4 500	330	7,7			
—	П-11	215	350	24	85	55	125	14 500	11 000	5 500	365	14,1			
ПФЕ-11	—	183	320	—	85	55	125	14 500	11 000	—	384	9,0			
ПФЕ-16	—	194	350	—	85	55	125	20 000	16 000	—	420	12,8			
—	ПР-3,5	194	250	16	110	43	110	5 000	3 500	1 750	450	10,37			
—	НС-2	198	270	16	107	50	110	6 000	4 500	2 250	455	8,1			
—	НЗ-6	214	300	20	110	52	120	8 000	6 000	3 000	490	13,47			
Стекланные															
ЛС-6	ПС-4,5	130	255	16	75	40	110	6 000	3 600	2 250	290	3,8			
ЛС-11	ПС-8,5	170	290	20	85	55	125	11 000	5 500	4 250	320	6,0			
ЛС-22	ЛС-22	190	320	—	70	55	110	22 000	11 000	—	410	9,0			
ЛС-30	ЛС-30	216	320	24	70	55	110	30 000	15 000	11 300	360	12,0			

Высоковольтные опорные изоляторы для внутренней установки

Тип изолятора	Номинальное напряжение, кв	Размеры, мм		Напряжение, кв			Напряжение импульсное, кв макс		Минимальная разрывающая нагрузка на изгиб и разрыв, кг
		наибольшая высота	размер между осями отверстий во фланце	испытательное 1 мин	выдерживаемое (в сухом состоянии)	пробное	полная волна	срезанная волна	
ОФ-6-375 кр	6	165	—	32	36	55	60	73	375
ОФ-6-375 ов	6	165	135	32	36	55	60	73	375
ОФ-6-375 п	6	100	—	32	36	55	60	73	375
ОФ-10-375 кр	10	190	—	42	47	70	80	100	375
ОФ-10-375 ов	10	190	135	42	47	70	80	100	375
ОФ-10-375 п	10	120	—	42	47	70	80	100	375
ОФ-10-750 кр	10	215	—	42	47	70	80	100	750
ОФ-10-750 ов	10	215	175	42	47	70	80	100	750
ОФ-10-2000 кв	10	235	155	42	47	70	80	100	2000
ОФ-20-375 кр	20	295	—	68	75	115	125	158	375
ОФ-20-2000 кв	20	315	175	68	75	115	125	158	2000
ОФ-35-375 кв	35	380	—	100	100	165	195	240	375
ОФ-35-375 кв	35	380	175	100	100	165	195	240	375
ОФ-35-750 кв	35	400	155	100	100	165	195	240	750
ОФ-6-375	6	100	—	32	36	—	60	73	375
ОФ-10-750	10	120	—	42	47	—	80	100	750
ОФ-10-2000	10	134	—	42	47	—	80	100	750
ОФ-20-3000	20	206	—	68	75	—	125	158	3000
ОФ-35-750	35	372	—	100	110	—	195	240	750

Примечание. Буквы «кр», «ов» и «кв» обозначают изоляторы соответственно с круглым, овальным и квадратным фланцем.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Высоковольтные опорные изоляторы наружной установки

Тип изолятора	Номиналь- ное на- пряжение, <i>кВ</i>	Наиболь- шая вы- сота, <i>мм</i>	Напряжение, <i>кВ</i>				Напряжение импульс- ное, <i>кВ</i> _{макс}		Разру- шающая нагрузка, не менее, <i>кг</i>	Примечание
			испыта- тельное 1 <i>мин</i>	выдерживаемое		полная волна	срезанная волна			
				сухое	под дождем					
ШН-6	6	170	32	36	26	60	73	350		
ШН-10	10	190	42	47	34	80	100	500		
ИШД-10	10	210	42	47	34	80	100	2000		
ШТ-35	35	400	100	110	85	195	240	1000		
ИШД-35	35	400	100	110	85	195	240	2000		
ОС-1 (РС-2239)	35	280	100	130	57	195	240	1250		
СО-35	35	492	100	110	85	195	240	650		
СТ-35	35	420	100	110	85	195	240	600		
СТ-100	110	1030	265	295	215	480	600	600		
КО-400	35	500	100	110	85	195	240	1000		
ЗШТ-35	110	1200	265	295	215	480	600	300		
ЗИШД-35	110	1200	265	295	215	480	600	500		
4ИШД-35	150	1600	340	375	290	660	325	300		
5ИШД-35	220	2000	490	650	425	950	1190	250		

Высоковольтные проходные изоляторы для внутренней установки

Тип изолятора	Номинальные		Размеры, мм		Напряжение, кВ			Импульсное, кВ _{макс}		Минимальная разрушающая нагрузка на изгиб и разрыв, кГ
	напряжение, кВ	ток, а	наибольшая длина	размеры между осями отверстий во фланце	испытательное в сухом состоянии	выдерживаемое в сухом состоянии	пробивное	полная волна	срезанная волна	
П-6/400-375	6	400	260	140	32	36	60	73	55	375
П-10/1000-750	10	1000	310	150	42	47	80	100	70	750
П-10/2000-2000	10	2000	488	260	42	47	80	100	70	2000
П-20/3200-2000	20	3200	770	266	68	75	125	138	115	2000
П-35/600-750	35	600	765	200	100	110	195	240	165	750

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Высоковольтные проходные изоляторы для наружной установки

Тип изолятора	Номинальные		Размеры, мм		Напряжение, кВ				Импульсное напряжение, кВ _{макс}		Минимальная разрушающая нагрузка на изгиб и разрыв, кГ
	напряжение, кВ	ток, а	наибольшая длина	размеры между осями отверстий во фланце	испытательное в сухом состоянии	выдерживаемое в сухом состоянии	выдерживаемое под дождем	пробивное	полная волна	срезанная волна	
ПНВ-6/400	6	400	530	140	32	36	26	55	60	73	750
ПНВ-10/400	10	400	605	140	42	47	34	70	80	100	750
ПНВ-20/2000	20	2000	920	270	68	75	55	115	125	158	1250
ПНВ-35/1000	35	1000	1025	250	100	110	85	165	195	240	750
ИПШН-Щ-35/3000	35	3000	1040	342	100	110	85	165	195	240	2000

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок, изд-во «Энергия», 1966.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, изд-во «Энергия», 1968.
3. Дроздов Н. Г., Никулин Н. В., Электроматериаловедение, Профтехиздат, 1960.
4. Руководящие указания по проектированию и эксплуатации линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока 3—500 кВ, расположенных в районах с загрязненной атмосферой, БТИ ОРГРЭС и НИИПТ, 1967.
5. Чернов К. К., Обслуживание распределительных устройств высокого напряжения, Госэнергоиздат, 1961.
6. Аптов И. С., Хомяков М. В., Уход за изоляционным маслом, изд-во «Энергия», 1966.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Основные электрофизические свойства изоляции	3
2. Особенности работы изоляционных конструкций	16
3. Изоляция электроустановок	24
4. Эксплуатация изоляции	56
Приложения	76
Литература	80

Цена 16 коп.