

Организация эксплуатации электрооборудования

- Под термином «эксплуатация» понимается стадия жизненного цикла оборудования, на которой реализуются, поддерживаются и восстанавливаются его технические характеристики, предусмотренные проектом и нормативными документами

Персонал, осуществляющий техническую эксплуатацию электрооборудования

- *административно-технический*, организующий техническое обслуживание оборудования, оперативное управление оборудованием и ремонтные работы;
- *оперативный*, осуществляющий техническое обслуживание и оперативное управление (проведение осмотров, оперативных переключений, подготовку рабочего места, допуск к работе, надзор за работающими);
- *ремонтный*, выполняющий все виды работ по ремонту оборудования электроустановок

Техническое обслуживание

- – комплекс работ, включающий в себя **осмотры, межремонтное обслуживание, профилактические испытания и диагностирование** состояния оборудования
 - **Осмотры** оборудования выполняются с целью визуального контроля состояния этого оборудования. Различают плановые и внеочередные осмотры оборудования. Периодичность плановых осмотров регламентируется.
 - При **межремонтном обслуживании** электрооборудования выполняются технические мероприятия в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя, в частности чистка изоляции, смазка трущихся частей, а также устраняются выявленные при осмотрах мелкие неисправности и дефекты оборудования.

- Объем и нормы профилактических испытаний регламентируются [1], а конкретные сроки этих испытаний определяются техническим руководителем предприятия (главным энергетиком) с учетом рекомендаций заводских инструкций и местных условий эксплуатации оборудования.
- Основными задачами диагностирования оборудования являются:
 - определение вида технического состояния;
 - поиск места отказа или неисправностей;
 - прогнозирование технического состояния.

Ремонт оборудования

- – это комплекс работ для поддержания работоспособности и требуемых технических характеристик оборудования путем замены или восстановления изношенных или отказавших элементов с последующей регулировкой, наладкой и испытаниями оборудования.
- По назначению различают восстановительный ремонт, реконструкцию и техническое перевооружение.
- *Восстановительный ремонт* осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом. Технические характеристики оборудования остаются неизменными.
- По объему работ восстановительные ремонты делятся на текущие и капитальные.
- При *капитальном ремонте* проводится полная разборка оборудования с заменой или восстановлением любых его частей. При таком ремонте достигается практически полное восстановление ресурса оборудования.
- К *текущим ремонтам* относятся ремонты, проводимые для обеспечения работоспособности оборудования и состоящие в замене или восстановлении его отдельных частей, например быстро изнашивающихся деталей. Эти ремонты проводятся в период между двумя капитальными ремонтами.
- При *реконструкции* производится изменение конструктивного исполнения отдельных узлов, замена отдельных материалов при практически неизменных технических характеристиках оборудования.
- При *техническом перевооружении* некоторые узлы и материалы заменяются более совершенными, технические характеристики оборудования улучшаются.

Оценка продолжительности ремонтного цикла

- Сущность системы ППР заключается в том, что через определенные промежутки времени оборудование подвергается плановым профилактическим осмотрам, проверкам, испытаниям и различным видам ремонта.
- Ремонтный цикл $T_{рж}$ представляет собой интервал времени между двумя капитальными ремонтами оборудования, а для нового оборудования - интервал времени между вводом оборудования в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом.
- Под структурой ремонтного цикла понимают порядок расположения и чередования различных видов технического обслуживания в пределах одного ремонтного цикла.

- Оценку продолжительности ремонтного цикла можно выполнить по нормам ежегодных амортизационных отчислений на капитальный ремонт p_k :

$$T_{\text{рк}} = \frac{z_k}{p_k K}, \quad (6.24)$$

- где z_k – стоимость одного капитального ремонта;
- K – стоимость оборудования.
 - Нормы p_k отчислений на капитальный ремонт оборудования распределительных сетей составляют [4]:
- силовые трансформаторы – 0,029;
- кабельные линии – 0,003;
- воздушные линии на деревянных опорах – 0,017;
- воздушные линии на железобетонных опорах – 0,006.

- Существующая в настоящее время периодичность проведения ремонтов некоторых видов оборудования систем электроснабжения приведена в табл.

Оборудование	Периодичность ремонта, лет	
	текущего	капитального
Силовые трансформаторы, 10/0,4 кВ	3	12
КТП внутренней установки	3	12
КТП наружной установки	1	8
Выключатели масляные 10 кВ	1	3
Выключатели нагрузки 10 кВ	1	3
Разъединители 10 кВ		
Внутренней установки	1	4
Наружной установки	1	3
Конденсаторные установки до 10 кВ	0,5	4
Трансформаторы тока до 10 кВ	1	3
Воздушные линии 0,4 – 10 кВ		
На деревянных опорах	3	6
На ж/б опорах	4...5	8...10
Воздушные линии 35 – 110 кВ		
На деревянных опорах	-	6
На метал-ких и ж/б опорах	-	12
Кабельные линии до 10 кВ	1	20

Оценка продолжительности цикла технического обслуживания

- *Техническое обслуживание* (ТО) - это система технических мероприятий, обеспечивающая работоспособность оборудования в период между капитальными ремонтами. Система ТО включает в себя:
 - регулярные осмотры оборудования;
 - выполнение требований эксплуатационно-ремонтной документации, в частности, инструкций заводов-изготовителей;
 - контроль технического состояния (работоспособности) оборудования, осуществляемый профилактическими испытаниями, измерениями и диагностированием оборудования;
 - устранение мелких неисправностей и дефектов;
 - текущие ремонты оборудования.
- Все мероприятия ТО выполняются периодически

Пусть затраты, связанные с выполнением i -й работы ТО, составляют величину $Z_{\text{ТО}i}$. Поток возникновения дефектов в оборудовании, приводящих к его отказам, будем считать простейшим, характеризуемым параметром ω . Выявление дефекта в процессе проведения ТО обусловит затраты на проведение ремонта по устранению этого дефекта.

$$Z_{\text{д}i} = \omega T_{\text{ТО}i} z_{\text{д}i}, \quad (6.30)$$

где $z_{\text{д}i}$ — стоимость ремонта по устранению дефекта.

Продолжительность цикла i -й работы ТО обозначим $T_{\text{ТО}i}$.

Затраты на аварийные ремонты в интервале $T_{\text{ТО}i}$ при $\omega T_{\text{ТО}i} < 1$, что ТО не проводится, составят

$$Z_{\text{а}i} = \omega T_{\text{ТО}i} z_{\text{а}i}, \quad (6.31)$$

где $z_{\text{а}i}$ — стоимость одного аварийного ремонта.

Очевидно, что продолжительность интервала $T_{\text{ТО}i}$ должна определяться из условия

$$Z_{\text{ТО}i} + Z_{\text{д}i} \leq Z_{\text{а}i}. \quad (6.32)$$

С учетом (6.30) и (6.31) получим

$$T_{\text{ТО}i} \geq \frac{Z_{\text{ТО}i}}{\omega(z_{\text{а}i} - z_{\text{д}i})}. \quad (6.33)$$

По выражению (6.33), имеющему смысл при $z_{\text{а}i} > z_{\text{д}i}$, можно оценить периодичность каждой i -й работы ТО.

Сопоставление систем ремонта оборудования

Выделяют три системы ремонта оборудования:

- *планово-предупредительную;*
- *аварийно-восстановительную;*
- *по действительному техническому состоянию оборудования.*

Сравнение систем ППР и АВР

Можно оценить эффективность каждой системы.

При выполнении условия

$$Z_{к1}/Z_{a1} < \varphi (\delta-1) \quad (6.50)$$

более эффективной является система ППР, а при выполнении условия

$$Z_{к1}/Z_{a1} > \varphi (\delta-1) \quad (6.51)$$

более эффективна система АВР.

Z_k и Z_a затраты на капитальные и аварийно-восстановительные ремонты в системах ППР, АВР соответственно;

где $\delta > 1$ - коэффициент, учитывающий увеличение отказов оборудования, обусловленных зависящими от деятельности персонала причинами, при системе АВР по сравнению с системой ППР.

где φ - доля отказов оборудования, обусловленных зависящими от деятельности персонала причинами, в общем количестве отказов.

- для городских распределительных сетей значение φ составляет 0,3; 0,15 и 0,9...1, а отношение $Z_{к1}/Z_{a1}$ находится в пределах 3,0...3,3; 2,5...3,0 и 3,5...4,0 для кабельных, воздушных линий электропередачи и оборудования трансформаторных подстанций соответственно. Уровень приведенных показателей лишь при $\delta > 10$, $\delta > 15$ и $\delta > 5$ оправдывает применения системы ППР для кабельных, воздушных линий электропередачи и оборудования трансформаторных подстанций городских распределительных сетей

Сравнение систем ППР и РТС

- Очевидно, что затраты на техническое обслуживание в системе РТС будут в k раз больше, чем в системе ППР. Количество аварийных отказов при использовании системы РТС должно уменьшится в n раз по сравнению с системой ППР. Таким образом, затраты при использовании системы РТС составят

$$Z_3 = kZ_{o1} + nZ_{a1} = Z_{o1}(k + nZ_{a1}/Z_{o1}), \quad (6.54)$$

где $k > 1$, $n < 1$.

Из сравнения выражений (6.52) и (6.54) следует, что при выполнении условия

$$Z_{a1}/Z_{o1} < (k - 1)/(1 - n) \quad (6.55)$$

более эффективной является система ППР, а при выполнении условия

$$Z_{a1}/Z_{o1} > (k - 1)/(1 - n) \quad (6.56)$$

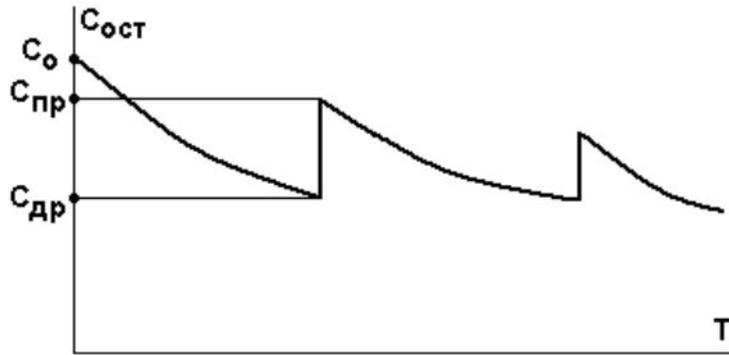
более эффективна система РТС.

Для оборудования городских распределительных сетей, в частности, для оборудования трансформаторных подстанций ($n = 0,1 \dots 0,5$; $k \cong 1,1$) применение системы РТС является вполне оправданным |

где Z_o и Z_a затраты на техническое обслуживание и аварийно-восстановительные ремонты в системах ППР и РТС соответственно

- Сравнение эффективности различных стратегий обслуживания и ремонта оборудования указывает:
- на недостаточную обоснованность наиболее широко применяемой в настоящее время системы ППР;
- возможность использования для оборудования распределительных сетей более простой системы АВР;
- экономическую целесообразность анализа технического состояния оборудования при его обслуживании и ремонте.

Оценка эффективности капитального ремонта оборудования



Изменение остаточной стоимости оборудования при его эксплуатации

В результате капитального ремонта остаточная стоимость увеличивается, но не достигает первоначального значения C_0 , так как всегда имеет место неустранимый износ. Экономический результат ремонта равен разности стоимости оборудования после ремонта и стоимости этого оборудования до ремонта $C_{пр} - C_{др}$.

Для оценки стоимости оборудования до и после ремонта воспользуемся эмпирической формулой для расчета коэффициента физического износа

$$K_{\text{из}} = (0,208 - 0,0034B)T^{0,7}, \quad (6.57)$$

где B – оценка технического состояния оборудования по 50-балльной шкале;
 T – хронологический возраст оборудования в годах.

Остаточная стоимость оборудования до капитального ремонта составляет

$$C_{\text{др}} = C_0(1 - K_{\text{из}}), \quad (6.58)$$

где C_0 – первоначальная стоимость оборудования.

Остаточная стоимость оборудования после капитального ремонта $C_{\text{тр}}$ может быть оценена в результате маркетинговых исследований или по выражениям (6.57) и (6.58) при достаточно высокой оценке технического состояния ($B = 45 \dots 50$).

Альтернативой ремонту является покупка нового оборудования, стоимость которого составляет C_n . Выгодность капитального ремонта выражается в положительности экономического эффекта

$$\mathcal{E} = C_n - C_{др} - \mathcal{Z}_p > 0. \quad (6.59)$$

Если старое оборудование невозможно продать по остаточной стоимости, вместо стоимости до капитального ремонта следует принять утилизационную стоимость оборудования C_y . Тогда условие выгодности капитального ремонта приобретает вид

$$\mathcal{E} = C_n - C_y - \mathcal{Z}_p > 0. \quad (6.60)$$

Таким образом, оценка стоимости оборудования до и после ремонта в сопоставлении с затратами на его проведение дает возможность оценить эффективность и целесообразность ремонта.

Эксплуатация воздушных линий электропередачи

ОСМОТРЫ ВЛ

- Осмотр – это обход ВЛ с визуальной проверкой состояния трассы и всех элементов ВЛ. График осмотров ВЛ утверждается техническим руководителем предприятия в соответствии с требованиями :
- осмотр ВЛ по всей длине - не реже 1 раза в год;
- отдельные участки ВЛ, включая участки, подлежащие ремонту, не реже 1 раза в год должны осматриваться административно-техническим персоналом;
- для ВЛ напряжением 35 кВ и выше не реже 1 раза в 10 лет должны проводиться верховые осмотры (осмотры с подъемом на опору);
 - для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, проходящих в зонах с высокой степенью загрязнения или по открытой местности, а также для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, эксплуатируемых 20 и более лет, верховые осмотры должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет;
 - для ВЛ напряжением 0,38...20 кВ верховые осмотры должны проводиться при необходимости.

ОСМОТРЫ ВЛ

- *Трасса ВЛ.* При осмотрах ВЛ, проходящих в лесных массивах, обращают внимание на зарастание просек, их ширину и противопожарное состояние.
- *Опоры.* При осмотре опор обращают внимание на их отклонения от вертикального положения, разворот и уклон траверс, прогибы (кривизну) элементов опор
- *Провода и тросы.* У проводов и тросов не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода посторонних предметов.
- *Изоляторы и арматура.* Изоляторы ВЛ не должны иметь трещин, ожогов от перекрытия и других видимых повреждений глазури. Все изоляторы в гирляндах должны быть чистыми и целыми. По интенсивности коронирования изоляторов определяется степень их загрязненности.
- *У трубчатых разрядников* проверяется направление зоны выхлопа, состояние поверхности разрядника, которая не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и глубоких царапин.
- *У заземляющих устройств* проверяется состояние (целостность и степень поражения коррозией) заземляющих проводников и их соединений с заземлителями.

Предприятие _____

Район (участок) _____

ЛИСТОК ОСМОТРА

ВЛ _____ кВ _____ наименование _____

Вид осмотра _____

Номер пролета, опоры	Замеченные неисправности

Осмотр произведен от опоры № ____ до опоры № ____

« ____ » _____ 20__ г.

ФИО _____ Подпись _____

Листок осмотра принял: дата _____ подпись _____

Профилактические измерения и испытания

- При техническом обслуживании ВЛ периодически проводятся профилактические проверки, измерения и испытания, периодичность которых должна соответствовать требованиям
 - **Опоры**. Отклонение от вертикального положения металлических, железобетонных и деревянных опор должно быть не более 1:200, 1:150 и 1:100 соответственно. Отклонение от горизонтали (уклон) траверс железобетонных и деревянных опор должен быть не более 1:100 и 1:50. У деревянных опор разворот траверс относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ, не должен превышать 5°; у железобетонных и стальных опор – 100 мм
 - **Провода и тросы**. Стрелы провеса проводов и тросов должны отличаться от проектных значений не более чем на 5%. Расстояния от проводов ВЛ до поверхности земли и до различных объектов и сооружений в местах пересечений и сближений ВЛ с этими объектами должны быть не менее установленных
 - **Изоляторы и арматура**. Сопротивление одного фарфорового изолятора гирлянды, измеренное мегаомметром, должно быть не менее 300 Мом
- У **трубчатых разрядников** измеряются внешний и внутренний искровые промежутки и диаметр дугогасительного канала. Длина внешнего искрового промежутка должна соответствовать проектному значению, длина внутреннего искрового промежутка не должна отличаться от проектного более чем на 5 мм. Диаметр дугогасительного канала в зависимости от типа разрядника не должен превышать начальный диаметр более чем в 1,3...1,5 раза.

Профилактические измерения и ИСПЫТАНИЯ

Заземляющие устройства. Измерения сопротивлений ЗУ выполняются ежегодно в период наибольшего высыхания грунта.

Сопротивления повторных заземлений нулевого провода ВЛ напряжением до 1 кВ должны быть не более 30 Ом.

На ВЛ напряжением выше 1 кВ сопротивления ЗУ устанавливаются в зависимости от удельного сопротивления грунта ρ и должны быть не более величин, указанных в табл. 7.2.

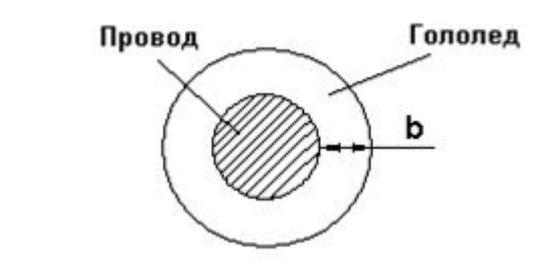
Таблица 7.2

Результаты измерений оформляются соответствующими протоколами

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

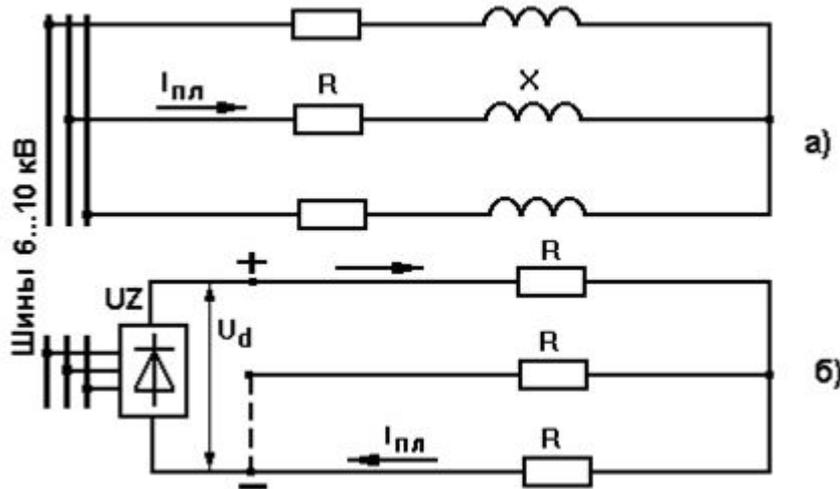
Борьба с гололедом

- Гололедно-изморозевые отложения на проводах и тросах ВЛ происходят при температуре воздуха около -5°C и скорости ветра $5 \dots 10$ м/с
- По толщине стенки гололеда при повторяемости 1 раз в 25 лет территория страны делится на 8 районов
- На небольших участках ВЛ производится, как правило, механическое удаление гололеда. Для этой цели используются шесты, веревки и другие подручные средства



Основным методом борьбы с гололедом при эксплуатации протяженных ВЛ является его плавка за счет нагревания проводов протекающим по ним током

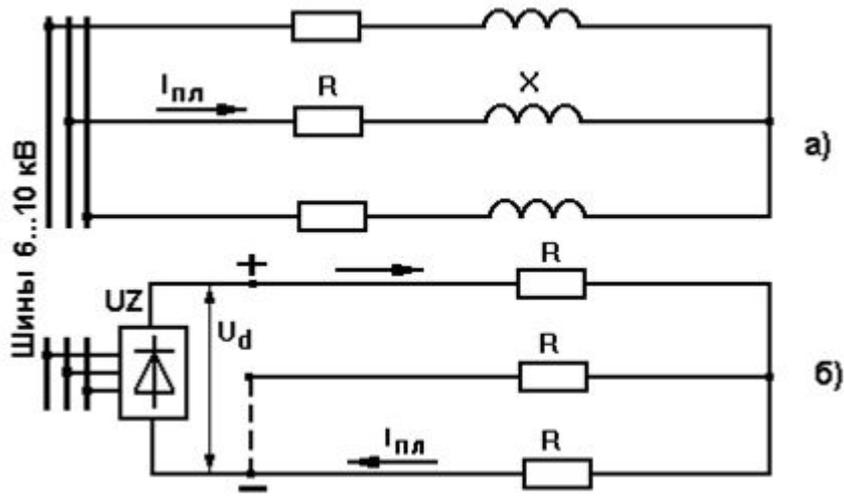
Схема плавки гололеда переменным током искусственного короткого замыкания



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

ВЛ одним концом подключается к источнику питания, которым, как правило, служат шины 6 - 10 кВ подстанций или отдельный трансформатор, провода на другом конце ВЛ замыкаются. Напряжение и мощность источника выбираются таким образом, чтобы обеспечить протекание по проводам ВЛ тока в 1,5...2 раза превышающего длительно допустимый ток [12, 21]. Такое превышение допустимого длительного тока оправдано кратковременностью процесса плавки (~1 ч), а также более интенсивным охлаждением провода в зимний период. Следует помнить, что допустимые длительные токи приводятся в справочной литературе для температуры воздуха 25°C.

Схема плавки гололеда постоянным током искусственного короткого замыкания



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

. Выпрямитель UZ подключается к шинам 6 - 10 кВ подстанций или отдельному трансформатору. Используются, как правило, две схемы плавки гололеда выпрямленным током: «фаза – фаза» и «фаза – две фазы».

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

выпрямленное напряжение 14 кВ;

выпрямленный ток 1200 А;

мощность на выходе 16800 кВт.

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

Ремонт воздушных линий

- При ремонтах ВЛ выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ путем ремонта или замены отдельных ее элементов.
- Для ВЛ напряжением до 10 кВ структура ремонтного цикла представляет собой чередование текущего и капитального ремонтов: Т-К-Т-К...
Продолжительность ремонтного цикла для ВЛ на деревянных опорах составляет 5 лет, на железобетонных опорах – 10 лет.
- Для ВЛ напряжением **35 кВ и выше** предусматриваются только **капитальные ремонты** с периодичностью:
 - не реже 1 раза в 5 лет для ВЛ на деревянных опорах;
 - не реже 1 раза в 10 лет для ВЛ на железобетонных и металлических опорах.

- Перечень работ, относящихся к текущим и капитальным ремонтам ВЛ, устанавливается типовыми инструкциями по эксплуатации ВЛ [21].
- Объем ремонтных работ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Поэтому для планирования ремонтов ВЛ ведется следующая эксплуатационно-

техническая документация:

- паспорта ВЛ;
- листки осмотров;
- ведомости проверки загнивания деревянных опор;
- ведомости проверки линейной изоляции;
- ведомости измерений габаритов и стрел провеса проводов и тросов;
- ведомости измерений сопротивлений заземляющих устройств;
- журналы неисправностей ВЛ;
- журналы учета работ на ВЛ и другие документы.
- На основании этих документов составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех ВЛ и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются **годовые графики работ.**

Эксплуатация кабельных линий электропередачи

- **Осмотр кабельных линий**
- **Допустимые нагрузки при эксплуатации**
- **Профилактические измерения и
испытания**
- **Определение мест повреждения**
- **Ремонт кабельных линий**

Осмотр кабельных линий

- Периодичность:
- КЛ на напряжение до 35 кВ, проложенные открыто, должны осматриваться не реже 1 раза в 6 месяцев; проложенные в земле - не реже 1 раза в 3 месяца.
- Не реже 1 раза в 6 месяцев выборочные осмотры КЛ должны проводиться административно-техническим персоналом.
- Внеочередные осмотры КЛ должны проводиться в период паводков и после ливневых дождей, когда возможны сдвиги почвы и попадание грунтовых вод в подземные кабельные сооружения, а также после отключения КЛ релейной защитой.
- **ПОСЛЕ ОСМОТРА**
- Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности КЛ заносятся в листок осмотра. Эти дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при текущем техническом обслуживании. Повреждения аварийного характера должны быть устранены немедленно.

Осмотр трасс КЛ, проложенных в земле

- проверяется наличие знаков привязки линии к постоянным ориентирам (или пикетов на незастроенной территории), обозначающих трассу.
- На трассе КЛ не должно быть вспучивания или проседания грунта, не должно производиться каких-либо работ, раскопок, складирования строительных материалов, свалок мусора.
- охранная зона в размере 1 м с каждой стороны от крайних кабелей

Осмотры КЛ, проложенных в кабельных сооружениях

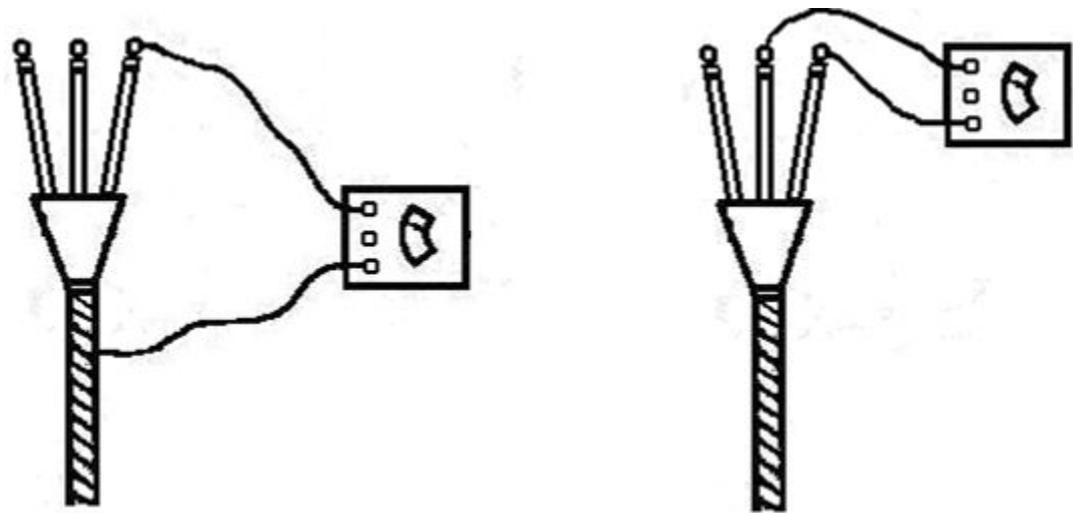
- В первую очередь проверяется с помощью газоанализатора отсутствие в кабельных сооружениях газов, состояние освещения и вентиляции.
- Проверяется общее состояние кабельных сооружений, наличие средств пожаротушения, отсутствие посторонних предметов. Все металлические конструкции кабельных сооружений должны быть покрыты негорючим антикоррозийным составом.
- Кабельные туннели должны быть оборудованы средствами для отвода ливневых и почвенных вод. Эти средства должны находиться в исправном состоянии.
- По температуре внутри кабельных сооружений косвенно контролируется тепловой режим кабелей. Температура воздуха внутри сооружений должна превышать температуру наружного воздуха не более чем на 10°C.
- На открыто проложенных кабелях должны быть стойкие к воздействию окружающей среды бирки, прикрепляемые в начале и конце кабеля и через 50 м. На этих бирках указываются: марка и сечение кабеля, напряжение, номер или другое условное обозначение линии. На бирках муфт должны быть отмечены номер муфты и дата ее монтажа.
- Проверяется состояние антикоррозийного покрова металлических оболочек кабелей, расстояния между кабелями, состояние соединительных и концевых кабельных муфт, отсутствие следов вытекания масла или кабельной мастики.

- **должны проводить два человека!!!!**

Профилактические измерения и испытания

- Контроль состояния изоляции

1) измерение сопротивления изоляции мегаомметром



Измерение сопротивления фазной (а) и междуфазной (б) изоляции кабеля

2) Испытание изоляции КЛ повышенным выпрямленным напряжением

- Величина испытательного напряжения $U_{\text{исп}}$ и длительность его приложения t в зависимости от вида кабельной изоляции приведены в табл..
- Испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой жиле кабеля, при этом две другие жилы кабеля и его металлическая оболочка (экран) должны быть заземлены. Испытательное напряжение поднимается плавно со скоростью 1...2 кВ/с до требуемого значения и поддерживается неизменным в течение времени, указанного в табл.

$U_{\text{ном}}$, кВ	До 1	3	6	10	20	35
Бумажная пропитанная изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ/т, МИН	2,5/5	15-25/5	36/5	60/5	100/5	175/5
Пластмассовая изоляция и СПЭ-изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ/т, МИН	2,5/5	7,5/5	36/5	60/5		
Резиновая изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ/т, МИН		6/5	12/5	20/5		

Изоляция кабеля считается удовлетворительной, если не произошло ее пробоя, а токи утечки и коэффициент несимметрии этих токов по фазам не превысили значений, приведенных в табл.

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	6	10	20	35
$I_{\text{ут}}, \text{мА}$	0,2	0,5	1,5	1,8
$I_{\text{утmax}} / I_{\text{утmin}}$	2	3	3	3

У одножильных кабелей, собранных в трехфазную группу, измеряется токораспределение. Неравномерность распределения токов по фазам должна быть не более 10%.

3) Определение целостности жил

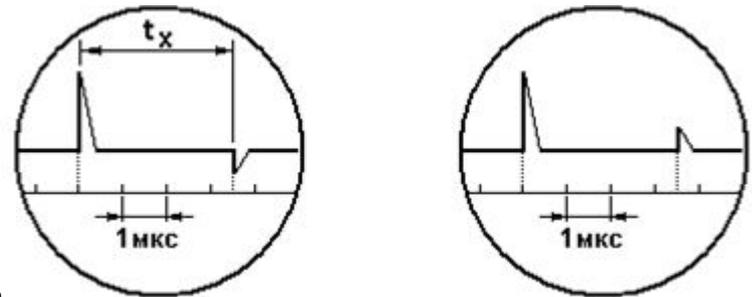
- выполняется мегаомметром. Измерения сопротивления проводят между каждой парой фаз с одного конца кабеля. Жилы кабеля на другом конце замыкаются между собой. При целых жилах кабеля мегаомметр при всех измерениях должен показать нулевое сопротивление.

Определение мест повреждения

- 1) определяется характер повреждения (пробой изоляции, реже – разрыв фаз): измеряется сопротивление изоляции между каждой фазой и заземленной металлической оболочкой и между каждой парой фаз.
- 2) После определения характера повреждения выбирается способ и аппаратура для определения места повреждения кабеля
- **Относительные методы** имеют определенную погрешность и позволяют определить лишь зону повреждения. Это импульсный, петлевой и емкостной методы.
- Точное место повреждения позволяют найти **абсолютные методы** такие, как индукционный и акустический.

Импульсный метод

- определяется зона однофазного или многофазного замыкания, зона обрыва любого количества фазных жил.
- В поврежденную линию посылается эталонный электрический импульс. По экрану измерительного прибора, проградуированному в мкс, измеряется интервал времени t_x между моментом подачи импульса и моментом прихода импульса, отраженного от места повреждения
- Скорость распространения электромагнитных волн в силовых кабелях практически не зависит от сечения и материала жил и составляет 160 ± 3 м/мкс. Расстояние до места повреждения вычисляется как $l_x = 80t_x$, м.
- Для случая, приведенного на рис. 8.3, зона повреждения находится на расстоянии $l_x = 80 \cdot 3,5 = 280$ м от места измерения

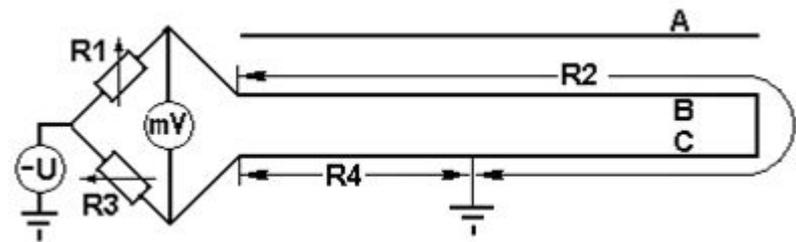


Экран прибора при определении зоны повреждения кабеля импульсным методом: а – при замыкании; б – при обрыве

Петлевой метод

- применяется для определения зоны однофазных и двухфазных замыканий на землю. Этот метод основан на измерении омического сопротивления жил кабеля до места повреждения.
- На одном конце кабеля замыкаются нормальная и поврежденная жилы (образуется петля). Измерения проводятся с другого конца кабеля. Для измерения сопротивлений R_2 и R_4 может использоваться, например, мост постоянного тока.

В одну диагональ моста включается источник постоянного напряжения $-U$, в другую – измерительный прибор, например милливольтметр mV . Регулируемыми сопротивлениями R_1 и R_3 достигается равновесие моста – нулевое показание милливольтметра.



$$l_x = \frac{2 \cdot l \cdot R_3}{R_1 + R_3}$$

Емкостной метод

- позволяет определить зону обрыва фазных жил кабеля. Метод базируется на измерении емкости между каждой жилой и заземленной металлической оболочкой кабеля.
- Пусть измеренная емкость оборванной жилы составляет C_x , а измеренная емкость целой жилы – C . Расстояние до места обрыва составляет

$$l_x = l \cdot \frac{C_x}{C}$$

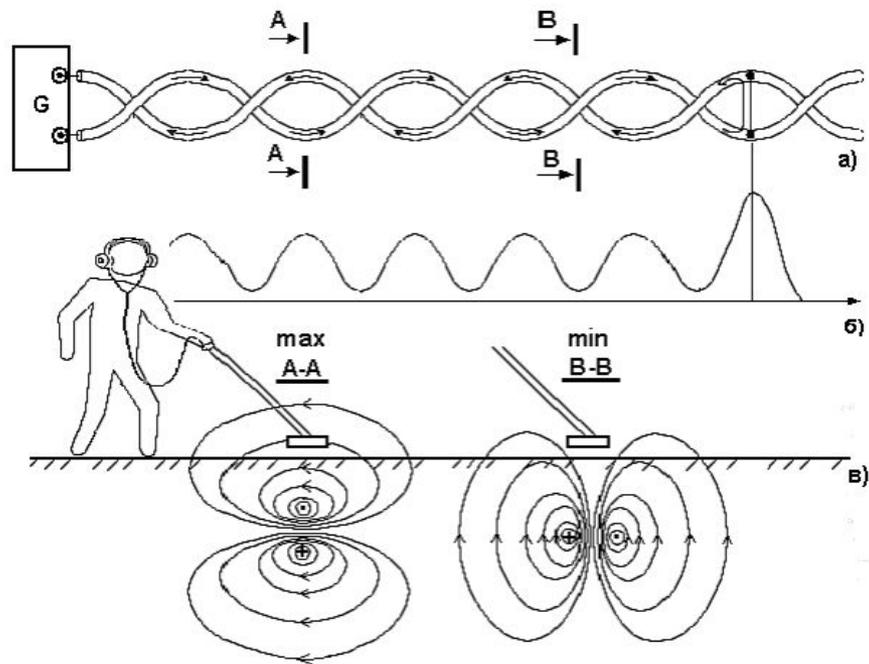
- При обрыве трех фазных жил емкость кабеля рассчитывается по известному выражению

$$C = \frac{b_0 \cdot l}{314}$$

- где b_0 – удельная емкостная проводимость кабеля, определяемая по справочным данным.

Индукционный метод

- позволяет определить место многофазных замыканий в кабеле после успешного прожига изоляции в месте повреждения. Метод основан на улавливании магнитного поля, создаваемого вокруг кабеля протекающим по нему током. Улавливание поля производится с помощью специальной поисковой катушки, имеющей магнитный сердечник для концентрации поля.
- По двум поврежденным жилам кабеля пропускается ток высокой частоты (800...1000 Гц) от звукового генератора G (рис. 8.5). Вокруг кабеля образуется магнитное поле высокой частоты. Поместив в это поле поисковую катушку, соединенную через усилитель с наушниками, можно прослушивать звуковой сигнал. Обслуживающий персонал, продвигаясь по трассе КЛ, прослушивает этот звуковой сигнал.



Акустический метод

- позволяет определить место однофазных и многофазных замыканий в кабеле при заплывающем пробое.
- В поврежденную жилу (в поврежденные жилы) периодически подаются импульсы постоянного напряжения, например, от накопительного конденсатора. В месте повреждения возникают разряды, вызывающие акустический шум. Уровень этого шума прослушивается с поверхности земли, например, с помощью стетоскопа или прибора с пьезодатчиком-преобразователем механических колебаний в электрические.

Ремонт кабельных линий

- КЛ ремонтируются при их повреждениях, например при пробое изоляции кабеля, а основной операцией при ремонте КЛ является установки новой или замена существующей кабельной муфты. Таким образом, при эксплуатации КЛ используется система **аварийно-восстановительного ремонта** (система АВР)

Эксплуатационно-техническая документация для планирования ремонтотв КЛ

- паспорта КЛ;
- листки осмотров;
- кабельный журнал;
- акты скрытых работ с указанием пересечений и сближения кабелей со всеми подземными коммуникациями;
- акты на монтаж кабельных муфт;
- протоколы измерения сопротивления изоляции;
- протоколы испытаний изоляции КЛ повышенным напряжением;
- протоколы измерения сопротивлений заземляющих устройств;
- журналы неисправностей КЛ;
- журналы учета работ на КЛ и другие документы.

Основные работы при капитальном ремонте КЛ

- выборочное шурфление кабельных траншей с оценкой состояния кабелей и муфт;
- полное вскрытие кабельных каналов с исправлением раскладки кабелей, устранением коррозии оболочек, чисткой каналов, заменой или ремонтом конструкций для крепления кабелей;
- переразделка дефектных муфт;
- частичная или полная замена участков КЛ;
- ремонт заземляющих устройств;
- окраска металлических конструкций в кабельных сооружениях
- При окончании ремонтных работ проводятся испытания КЛ. Кроме того, КЛ испытываются под нагрузкой в течение 24 ч

Эксплуатация силовых трансформаторов

- **Осмотр трансформаторов**
- **Режимы работы трансформаторов**
- **Режим перегрузки трансформаторов**
- **Эксплуатация трансформаторного масла**
- **Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле**

- **Ремонт трансформаторов**
- **Испытания трансформаторов после капитального ремонта**
- **Характеристики изоляции обмоток трансформатора**
- **Испытания изоляции повышенным напряжением**

Периодичность осмотров

- Осмотры проводятся без отключения трансформаторов со следующей периодичностью:
- главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала – 1 раз в сутки;
- остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.
- Внеочередные осмотры трансформаторов производятся:
- после неблагоприятных климатических воздействий, например после резкого изменения температуры окружающего воздуха;
- после срабатывания газовой защиты на сигнал;
- после отключения трансформатора газовой или дифференциальной защитой.

При осмотрах трансформаторов проверяются:

- показания всех измерительных приборов (термометров, термосигнализаторов, мановакуумметров и других);
- состояние внешней изоляции трансформатора (отсутствие трещин и сколов фарфора, степень загрязнения поверхности);
- состояние ошиновки, кабельных вводов и доступных для наблюдения контактных соединений;
- состояние фланцевых соединений маслопроводов и отсутствие течи масла;
- наличие и уровень масла в расширителе и маслонаполненных вводах;
- состояние контура заземления;
- состояние маслоприемных устройств (гравийной засыпки);
- при закрытой установке трансформаторов проверяется состояние помещения, исправность вентиляции, наличие средств пожаротушения.

Режимы работы трансформаторов

- контроль осуществляется путем проверки нагрузки трансформатора, напряжения на обмотках, температуры масла и других параметров.

Периодичность контроля режимов

- На подстанциях с постоянным дежурством персонала контроль осуществляется с периодичностью 1...2 часа с фиксированием параметров режима в суточной ведомости.
- На подстанциях без постоянного дежурства персонала контроль режима трансформаторов осуществляется при каждом посещении подстанции оперативным персоналом, но не реже 1 раза в месяц.

Режимы работы трансформаторов

- *Номинальным режимом* трансформатора называется режим его работы при номинальном напряжении, номинальной нагрузке и температуре охлаждающей среды (воздуха) $+20^{\circ}\text{C}$
- *Нормальным* называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

Режимы работы трансформаторов

- *Режим регулирования напряжения.* Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления. На трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться два раза в год – перед зимним максимумом и летним минимумом нагрузки.
- *Аварийные режимы.* При отключении трансформатора защитой, не связанной с его внутренними повреждениями, например, максимальной токовой защитой, трансформатор может быть вновь включен в работу.

Аварийные режимы

- При отключении трансформатора защитами от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной) этот трансформатор включается в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла, анализа газа из газового реле и устранения выявленных дефектов.
- При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора и отбор газа из газового реле для анализа. Если газ в реле негорючий, при наружном осмотре признаки повреждения не обнаружены, а отключение трансформатора вызывает недоотпуск электроэнергии, трансформатор может быть оставлен в работе до выяснения причин срабатывания газового реле на сигнал. После выяснения этих причин оценивается возможность дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора.
- Аварийный вывод трансформатора из работы осуществляется:
 - при сильном и неравномерном шуме или потрескиваниях внутри бака трансформаторы;
 - ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную, и нормальной работе устройств охлаждения;
 - выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;
 - течи масла или уменьшении уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

Режим перегрузки трансформаторов

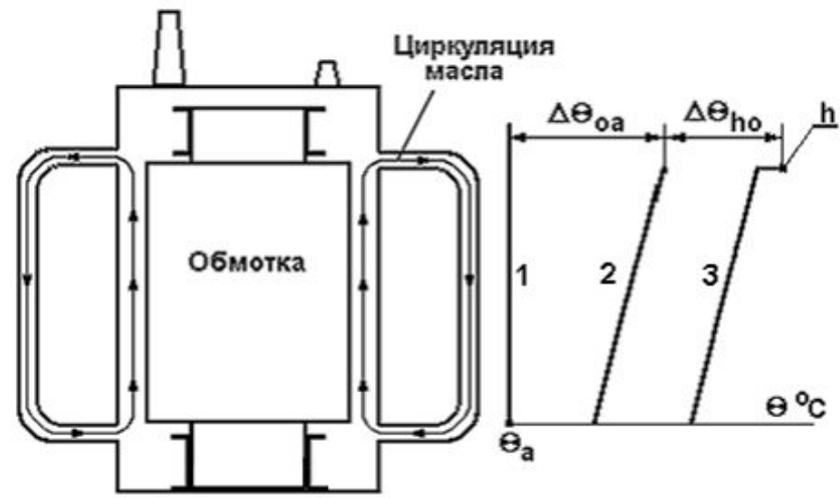
- Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции.
- **6-градусное правило:** *увеличение температуры изоляции на 6 градусов сокращает срок ее службы вдвое.* Это правило справедливо в диапазоне температур 80...140°C.
- Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при перегрузке трансформаторов.

Виды перегрузок трансформатора

- Перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются *систематическими*. Перегрузки, обусловленные аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения, называются *аварийными* перегрузками.
- Допустимость систематических и аварийных перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется Руководством по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97).

Режим перегрузки трансформаторов

Допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки оценивается сопоставлением температуры масла в верхней части обмотки Θ_o и температуры наиболее нагретой точки обмотки Θ_h с их предельными значениями. Эти предельные значения для распределительных трансформаторов (мощность до 2,5 МВ·А и напряжение до 35 кВ) и трансформаторов средней мощности (до 100 МВ·А) приведены в табл. . Здесь же указаны предельные перегрузки трансформаторов, обуславливающие предельные температуры $\Theta_{o\max}$ и $\Theta_{h\max}$ при температуре воздуха $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$.



	Распреде- лительные	Средней мощности
Режим систематических перегрузок:		
предельная перегрузка, о.е.	1,5	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h\max}$, $^\circ\text{C}$	140	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o\max}$, $^\circ\text{C}$	105	105
Режим продолжительных аварийных перегрузок:		
предельная перегрузка, о.е.	1,8	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h\max}$, $^\circ\text{C}$	150	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o\max}$, $^\circ\text{C}$	115	115

Естественная циркуляция масла в трансформаторе (а) и тепловая диаграмма трансформатора (б)

Эксплуатация трансформаторного масла

- Трансформаторное масло выполняет в трансформаторе три основные функции:
 - изолирует находящиеся под напряжением узлы активной части;
 - охлаждает нагревающиеся при работе узлы активной части;
 - предохраняет твердую изоляцию обмоток от увлажнения.
- Эксплуатационные свойства масла и его качество определяются химическим составом масла.

Виды испытаний масла

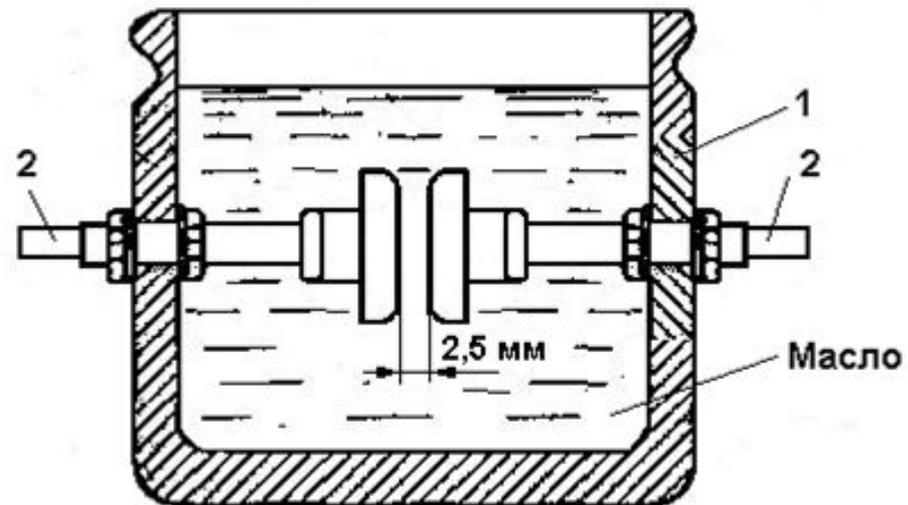
- Состояние масла оценивается по результатам испытаний, которые в зависимости от объема делятся на три вида.
- 1. *Испытания на электрическую прочность.* Здесь определяется пробивное напряжение масла $U_{пр}$, визуально (качественно) определяется содержание механических примесей и влаги
- 2. *Сокращенный анализ* масла. Здесь дополнительно к п.1 определяются температура вспышки масла и кислотное число.
- 3. *Полный анализ* масла. Здесь дополнительно к п.2 определяются, количественное определение влаги и механических примесей, тангенс угла диэлектрических потерь $tg\delta$, содержание водорастворимых кислот и щелочей, содержание антиокислительных присадок, температура застывания, газосодержание и другие показатели.

Испытания масла на электрическую прочность в *стандартном* *маслопробойнике*

Стандартный маслопробойник, представляет собой фарфоровый сосуд 1, в который вмонтированы два плоских электрода 2.

Масло заливается в маслопробойник и отстаивается в течение 20 минут для удаления из него воздушных включений. Напряжение на электродах маслопробойника плавно повышается до пробоя масла. С интервалом 10 мин. выполняются шесть пробоев. Первый пробой не учитывается, а среднее арифметическое пяти других пробоев принимается за пробивное напряжение масла.

Снижение пробивного напряжения свидетельствует об увлажнении масла, наличии в нем растворенного воздуха, загрязнении масла волокнами от твердой изоляции и другими примесями.



- Различают масло **свежее, регенерированное (восстановленное) и эксплуатационное.** Характеристики свежего и регенерированного масла практически не отличаются. Для эксплуатационного масла установлены нормально допустимые и предельно допустимые показатели качества.
- *Нормально допустимые* показатели гарантируют нормальную работу оборудования. При показателях масла, приближающихся к *предельно допустимым*, необходимо принять меры по восстановлению эксплуатационных свойств масла или провести его замену.
- Показатели трансформаторного масла в соответствии с сокращенным анализом.

Показатель масла	Оборудование, $U_{ном.}$ кВ	Свежее масло	Регенерир. масло	Эксплуатац. масло	
				Норм. доп.	пред. доп.
$U_{пр.}$ кВ	до 35	35	35	-	25
	до 150	60	60	40	35
	220	65	65	60	55
кисл. число, мг КОН/г	до 220	0,02	0,05	0,1	0,25
т-ра вспышки, °С	до 220	135	130	*	125

- уменьшение не более чем на 5°С по сравнению с предыдущим анализом.

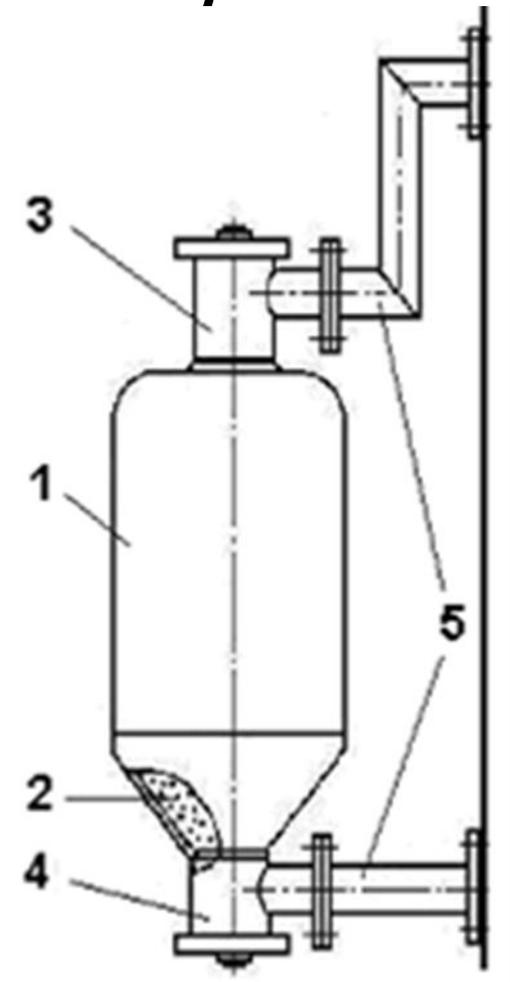
- Для замедления процессов увлажнения и старения масла в него добавляют антиокислительные присадки, а в конструкции трансформатора предусматривают специальные устройства: термосифонные фильтры, воздухоосушители, пленочную и азотную защиты

Антиокислительные присадки

- способствуют поддержанию требуемого качества масла длительное время, а также защищают другие изоляционные материалы трансформатора. Срок службы масла с такими присадками увеличивается в 2...3 раза. Стоимость присадок относительно невелика. Добавку присадок выполняют раз в 4...5 лет. Примером антиокислительной присадки служит технический пирамидон в количестве 3% от массы масла

Термосифонный фильтр

- предназначен для поглощения влаги и продуктов окисления и старения масла в процессе эксплуатации. Корпус фильтра 1 заполнен адсорбентом 2 (силикагелем или другим веществом), поглощающим влагу и продукты окисления масла. С помощью патрубков 5 фильтр присоединен к верхней и нижней частям бака трансформатора. Масло через фильтр циркулирует за счет разности плотностей нагретого (в верхних слоях) и холодного (в нижних слоях) масла.
- Насыщенный влагой адсорбент удаляется через бункер 4, а через бункер 3 загружается свежий адсорбент. Использованный адсорбент регенерируется нагреванием до температуры 400...500°C.
- Насыщение адсорбента влагой контролируется по изменению его окраски.

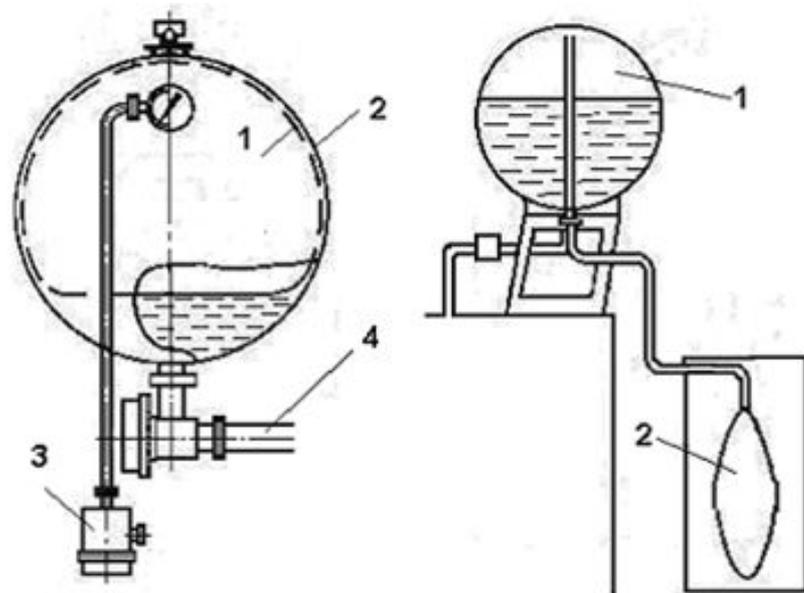


Принцип работы пленочной (а) и азотной (б) защиты масла

Принцип *пленочной защиты* (рис,а) заключается в герметизации масла за счет установки внутри расширителя 2 эластичной емкости 1, предназначенной для компенсации температурного изменения объема масла. Эта емкость плотно прилегает к внутренней поверхности расширителя и масла, обеспечивая герметизацию последнего от окружающей среды.

Внутренняя полость эластичной емкости соединена с окружающей средой через воздухоосушитель 3, препятствующий конденсации влаги внутри емкости. Патрубок 4 соединяет расширитель с баком трансформатора.

Азотная защита (рис.б) заключается в заполнении надмасленного пространства 1 герметичного расширителя сухим азотом. Компенсация температурных изменений объема масла осуществляется за счет связи надмасляного пространства с мягким резервуаром 2.



Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле

- Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявить дефекты трансформатора на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения. Состояние трансформатора оценивается сопоставлением полученных при анализе количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле. Этот анализ для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше должен осуществляться не реже 1 раза в 6 месяцев

Основные газы, характеризующими определенные виды дефектов в трансформаторе

- водород H_2 , характеризует дефекты электрического характера (частичные, искровые и дуговые разряды в масле);
- ацетилен C_2H_2 – перегрев активных элементов
- этан C_2H_6 – термический нагрев масла и твердой изоляции обмоток в диапазоне температур до $300^\circ C$;
- метан CH_4 ,
- этилен C_2H_4 , высокотемпературный нагрев масла и твердой изоляции обмоток выше $300^\circ C$;
- окись CO и двуокись CO_2 углерода – перегрев и разряды в твердой изоляции обмоток.

Дефекты в трансформаторе, выявляемые с помощью анализа количества и соотношения этих газов в трансформаторном масле

- 1. *Перегревы токоведущих частей и элементов конструкции магнитопровода.* Основные газы: этилен или ацетилен. Характерные газы: водород, метан и этан. Если дефектом затронута твердая изоляция, заметно возрастают концентрации окиси и двуокиси водорода.
- *Дефекты твердой изоляции* основными газами являются окись и двуокись углерода, их отношение CO_2/CO , как правило, больше 13; характерными газами с малым содержанием являются водород
- *Электрические разряды в масле.* Это частичные, искровые и дуговые разряды. При частичных разрядах основным газом является водород; характерными газами с малым содержанием - метан и этилен. При искровых и дуговых разрядах основными газами являются водород и ацетилен; характерными газами с любым содержанием - метан и этилен.

Ремонт трансформаторов

- Поэтому текущие и капитальные ремонты трансформаторов систем электроснабжения проводят в соответствии с их действительным техническим состоянием (система РТС).
- Ремонт трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А выполняется, как правило, на специализированных ремонтных предприятиях. Ремонт трансформаторов большей мощности, у которых затраты на транспортировку могут превосходить стоимость ремонта, выполняется непосредственно на подстанциях. В этом случае персонал специализированного ремонтного предприятия выезжает к месту установки трансформатора.

Сушка изоляции

- Трансформаторы, у которых при ремонте выполнялась полная или частичная замена обмоток, подлежат обязательной сушке. Трансформаторы, прошедшие ремонт без замены обмоток, могут быть включены в работу без сушки изоляции при условиях, что:
- характеристики изоляции не выходят за пределы нормированных значений;
- продолжительность пребывания активной части на открытом воздухе $T_{\text{откр}}$ при определенной его влажности не превышает значений;
- Сушка изоляции осуществляется ее нагреванием в вакуумных шкафах, сухим горячим воздухом в специальных камерах, в собственном баке (без масла).

Испытания трансформаторов после капитального ремонта

- Программа испытаний трансформаторов имеет следующее содержание:
- 1. Определение характеристик изоляции обмоток.
- 2. Испытания изоляции обмоток повышенным напряжением.
- 3. Испытания повышенным напряжением изоляции элементов магнитопровода и вторичных цепей защитной и измерительной аппаратуры. Эта изоляция испытывается относительно заземленных частей трансформатора напряжением 1 кВ в течение 1 мин.
- 4. Измерения сопротивлений обмоток постоянному току. Эти измерения проводятся для выявления дефектов в паяных соединениях обмоток и контактах переключающих устройств.
- Измерения производятся на всех ответвлениях РПН. Сопротивления разных фаз на соответствующих ответвлениях должны отличаться между собой не более чем на 2%.
- 5. После ремонта, связанного с частичной или полной заменой обмоток выполняется проверка коэффициентов трансформации.
- 6. После ремонта, связанного с частичной или полной заменой обмоток проверяется группа соединений обмоток.
- 7. Измерение тока и потерь холостого хода проводятся у трансформаторов мощностью более 1000 кВ·А (опыт холостого хода).
- 8. Испытание бака трансформатора на герметичность
 - 9. Испытания трансформаторного масла.
 - 10. Испытание трансформатора включением толчком на номинальное напряжение.
 - 11. Испытания трансформатора под нагрузкой в течение 24 ч