

Лекция № 1. Предисловие, термины и определения.

Содержание лекции

1.1 Предисловие

1.2 Термины и определения

1.1. Предисловие

Курсы лекций: Электрическая часть электростанции и подстанции; Эксплуатация оборудования электрических сетей; Эксплуатация релейной защиты и автоматики; Монтаж и наладка оборудования электрических сетей освещаются с точки зрения

«Основ современной энергетики». В этом курсе изложены достаточно сложные вопросы электроэнергетики, основы теоретической электротехники, подробно рассмотрены физические основы работы и конструкций основного электротехнического оборудования электрических станций и сетей. Большой интерес к курсу лекций также обусловлен объективным рассмотрением фактического состояния российской энергетики на фоне мирового развития. В сравнительно коротком курсе не обошли вниманием ни одной острой проблемы российской энергетики. Особенно большое внимание для углублённого изучения материала уделено фотографиям, конструктивным элементам и схемам, практически все они выполнены цветными, что не только облегчает их изучение, но и создаёт хорошее настроение. Все иллюстрации, сложные схемы и машиностроительные чертежи, насыщенные многочисленными деталями, могут быть увеличены на экране с тем, чтобы эти детали можно было лучше рассмотреть. Наконец, нельзя не отметить, что лекции представлены в электронном виде в версиях, обеспечивающих их копирование, это даёт возможность их использовать при оформлении курсовых, лабораторных и контрольных работ. Важным фактором является, что в Лекции № 1 опубликован словарь основных терминов (гlossарий), который расшифровывает термины и определения, используемые в лекциях. (Термины и определения представлены в алфавитном порядке)

1.2. Термины и определения.

Аварийные режимы — режимы ЭЭС, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, ошибок эксплуатационного персонала и т. д.

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) — автоматика, которая контролирует перегрузку ЛЭП или группы ЛЭП по току и активной мощности, а также отслеживает разницу фаз напряжений между узлами, ограничивающими межсистемные ЛЭП

Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) — автоматика, которая воздействует на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов при повышении напряжения выше допустимого уровня

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) — автоматика, которая воздействует на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов, а также на отключение шунтирующих реакторов при снижении напряжения ниже допустимого уровня (13.9)

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) — автоматика, которая осуществляет непрерывный контроль частоты в энергосистеме и режимов работы межсистемных связей с целью обеспечения устойчивой работы ЭЭС

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) — автоматика, которая отключает часть нагрузки энергосистемы (обычно это потребители III категории по надёжности электроснабжения) в случае снижения частоты ниже допустимого уровня, когда все другие возможности регулирования частоты исчерпаны; обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжёлой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня)

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) — устройства, воздействующие на возбуждение синхронных машин с целью поддержания напряжения на их шинах на требуемом уровне; в случае необходимости форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) — устройства, изменяющие впуск энергоносителя в турбины генераторов для поддержания требуемой частоты вращения роторов генераторов и тем самым частоты в ЭЭС

Автоматическое включение резерва (АВР) — автоматика, которая осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного

Автоматическое повторное включение (АПВ) — устройство для повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) — автоматика, которая поддерживает неизменными баланс

активной мощности и частоту с учётом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности

Автономный (самокоммутируемый) инвертор — инвертор, в котором коммутация вентилей осуществляется либо выключением и включением полностью управляемых приборов (транзисторов и запираемых тиристоров), либо с помощью устройств принудительной коммутации, входящих в состав схемы преобразователя и создающих коммутирующее напряжение, обеспечивающее выключение не полностью управляемых приборов (тиристоров)

Автотрансформатор — трансформатор, у которого обмотки имеют не только магнитные, но и электрические связи

Активная мощность — среднее арифметическое мгновенной мощности за период

Активный (силовой) фильтр — преобразователь для фильтрации, состоящий из управляемых вентилей и накопителей энергии (реакторов, конденсаторов), генерирующий высшие гармоники тока (напряжения) в противофазе относительно подавляемых гармоник

Анализ электрической цепи — аналитическое или численное описание процессов в электрической цепи и её свойств при заданных ее схеме и значениях параметров элементов

Арматура линейная — совокупность элементов, предназначенных для сочленения отдельных элементов конструкции воздушной линии, фиксации проводов и тросов на опоре, их соединения в пролетах, а также для защиты изоляторов от повреждения электрической дугой при пробое и фиксации взаимного расположения в пространстве проводов расщепленных фаз и соседних фаз по отношению друг к другу

Биполярный транзистор — транзистор с тремя чередующимися областями электронного (n-) или дырочного (p-) типов проводимости, образующих два p-n-перехода, в которых протекание рабочего тока обусловлено носителями заряда обоих знаков (электронами и дырками). Различают биполярные транзисторы p-n-p-и n-p-n-типа

Ветвь электрической цепи — участок цепи, вдоль которого протекает один и тот же ток

Ветроэлектрическая станция — предприятие, состоящее из нескольких ветроэнергетических установок и предназначенное для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую

Ветроэнергетическая установка — установка, преобразующая кинетическую энергию ветра в электрическую

Вихревое электрическое поле — непотенциальное электрическое поле

Водоразделитель — линия, проходящая по повышенным местам, отделяющая друг от друга соседние водосборные бассейны

Водосборный бассейн — территория, с которой стекает вода в реку

Водохранилище — искусственный водоём перед плотиной

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) — линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землёй с помощью опор, изоляторов

ВТВ (высоковольтный тиристорный вентиль) — электрический аппарат, состоящий из цепочки последовательно соединённых тириستоров вместе со средствами распределения напряжения между ними, системами управления, охлаждения и другими системами, обеспечивающими его работу; предназначен для использования в высоковольтных преобразовательных установках в качестве управляемого вентильного элемента

Вторичная обмотка — обмотка трансформатора, от которой передаётся электрическая энергия

Вторичное регулирование частоты — регулирование, обеспечивающее восстановление нормального уровня частоты после нарушения баланса активной мощности в энергосистеме

Вторичные схемы — характеризуют (отображают) схемы цепей релейной защиты и автоматики, измерения, управления и связи

Второй закон Кирхгофа — алгебраическая сумма напряжений на всех элементах любого замкнутого контура равна нулю $\sum u = 0$

Выключатель — аппарат, который предназначен для осуществления оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах и для выполнения операций включения и отключения отдельных цепей

Выпрямитель — устройство, преобразующее переменный ток в постоянный; в зависимости от числа преобразующих звеньев выпрямители подразделяются на прямые (без промежуточных звеньев) и не прямые

Габарит воздушной линии — нормированное расстояние от низшей точки провеса провода в пролете до земли

Гальваническая развязка — элемент, электрически разделяющий две цепи при сохранении обмена мощностью между этими цепями, например, трансформатор

Гармоника напряжения (тока) — составляющая периодической несинусоидальной функции, имеющая синусоидальную форму, и частоту кратную основной частоте напряжения (тока) в сети

Геотермальная электростанция (ГеоЭС) — предприятие, предназначенное для преобразования геотермальной энергии в электрическую

Гибкая линия — линия переменного тока, оснащённая устройствами для регулирования передаваемой по ней мощности

Гибридный силовой фильтр — фильтр высших гармоник, состоящий из пассивных звеньев типа ZC-цепей, настроенных в резонанс на соответствующую гармонику тока (напряжения), и активных фильтров

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) — предприятие, предназначенное для перераспределения во времени энергии и мощности в энергосистеме за счёт преобразования электрической энергии в гидравлическую при избытке мощности и наоборот, преобразования гидравлической энергии в электрическую при дефиците мощности в системе

Гидрогенератор — электрический генератор с частотой вращения, зависящей от скорости гидравлической турбины, обычно от 600 1/мин и ниже

Гидрограф — график изменения расходов воды в реке во времени

Гидроэлектростанция (ГЭС) — предприятие, на котором гидравлическая энергия преобразуется в электрическую

Главная схема электрических соединений электростанции (подстанций) — совокупность основного электрооборудования

(генераторы, трансформаторы, ЛЭП), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями

Грозозащитный трос — проводник, заземлённый непосредственно или через искровые промежутки, расположенный над фазными проводами воздушной линии и предназначенный для их защиты от прямых ударов молнии

Группа соединения обмоток — соединение обмоток, характеризующее относительный сдвиг по фазе линейных электродвижущих сил (ЭДС) обмоток высшего и низшего напряжения трансформатора

ГЭС-ГАЭС — предприятие, сочетающее в себе функции гидроэлектростанции и гидроаккумулирующей электростанции

Двигатель — электрическая машина, преобразующая электрическую энергию в механическую

Двухцепная воздушная линия переменного тока — ВЛ, имеющая два комплекта фазных проводов

Деривационная схема — схема использования водной энергии, в которой напор создаётся с помощью наклонных туннелей

Динамическая устойчивость — способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС

Диод — полупроводниковый прибор с двумя выводами, связанными с областями различных типов электрической проводимости: электронной — n-типа и дырочной — p-типа

Диод Шоттки — полупроводниковый диод, выпрямительные свойства которого основаны на взаимодействии металла и обеднённого слоя полупроводника

Диспетчерское управление — вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится

Допустимый уровень помехи — уровень, при котором не нарушается нормальное функционирование электрооборудования

Ёмкость конденсатора — отношение заряда конденсатора к разности потенциалов на его электродах

Закона Ома — закон, устанавливающий пропорциональную зависимость напряжения от тока для резистивного элемента цепи

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) — распределительное устройство, оборудование которого расположено в здании

Запираемый тиристор (англ. СТО) — тиристор, который может быть переключён из открытого состояния в закрытое и наоборот путем подачи на управляющий электрод сигналов соответствующей полярности

Зона нечувствительности — диапазон, в пределах которого изменение входного сигнала регулятора не приводит к изменению его выходного сигнала

Инвертор — устройство, преобразующее постоянный ток в переменный

Инвертор, ведомый сетью — инвертор, коммутация вентилей в котором осуществляется под действием переменного напряжения внешней сети

Инвертор напряжения — инвертор, питаемый от цепи постоянного тока с преобладающими свойствами (характеристиками) источника напряжения

Инвертор тока — инвертор, питаемый от цепи постоянного тока с преобладающими свойствами источника тока

Индуктивная катушка — элемент электрической цепи, предназначенный для использования его индуктивности и (или) магнитного поля

Индуктивность катушки — скалярная величина, равная отношению потока - сцепления индуктивной катушки к току в ней

Испытание изоляции — комплекс испытаний электрической прочности изоляции

Источник питания — понижающая подстанция 35—220 кВ электроэнергетической системы, теплоэлектроцентраль города или крупного промышленного предприятия, в отдельных случаях этот источник может быть автономным (12.1)

Источник реактивной мощности (ИРМ) — статическое регулируемое устройство, предназначенное для генерирования и/или потребления реактивной мощности

Источник тока — источник электромагнитной энергии, ток которого не зависит от напряжения его узлов (зажимов)

Источник ЭДС — источник электромагнитной энергии, характеризующийся электродвижущей силой и внутренним электрическим сопротивлением

Источники электромагнитной энергии — источники электродвижущей силы (ЭДС) и источники тока

Кабель — изделие, содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключённых в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в который может входить броня

Кабель оптический — кабель связи или управления, предназначенный для передачи по оптическим волокнам сигналов связи в системах трансокеанских, междугородних, зонавых, городских линий связи, для внутренней сети кабельного телевидения, для бортовых систем кораблей, самолётов, спутников и других объектов. В конструкцию оптического кабеля может входить одна или более изолированных металлических токопроводящих жил

Кабель сверхпроводящий — кабель, предназначенный для передачи электроэнергии при температурах, близких к температуре жидкого гелия (низкотемпературная сверхпроводимость) или жидкого азота (высокотемпературная сверхпроводимость); в качестве материала токопроводящей жилы используются сверхпроводниковые материалы на основе сплавов или соединений Nb или керамики с общей формулой $YBa_2Cu_3O_{7-\delta}$ ($\delta < 0,2$)

Кабель силовой — кабель, предназначенный для передачи и распределения электрической энергии в сетях переменного напряжения с изолированной и заземлённой нейтралью или в сетях постоянного напряжения ($\delta < 0,2$)

Кабель силовой высокого напряжения — силовой кабель, предназначенный для эксплуатации в электрических сетях переменного напряжения ПО-500 кВ и постоянного напряжения до +400 кВ

Кабель силовой низкого напряжения — силовой кабель, предназначенный для эксплуатации в электрических сетях переменного напряжения до 10 кВ

Кабель силовой среднего напряжения — силовой кабель, предназначенный для эксплуатации в электрических сетях переменного напряжения 10—35 кВ

Каскад ГЭС — ряд гидроэлектростанций последовательно расположенных по длине водотока от истока до устья

Комбинированная воздушная линия переменного тока — ВЛ, на опорах которой подвешено несколько комплектов проводов разных номинальных напряжений

Компактность — минимизация площадей под РУ, например КРУЭ в 10 раз и более уменьшает площадь отчуждаемых земель по сравнению с традиционными решениями

Компенсация реактивной мощности — целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения, а в распределительных сетях и с целью снижения потерь электроэнергии

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе виде или полностью подготовленными для сборки на месте

Компонентные уравнения — уравнения, связывающие ток и (или) напряжение элемента электрической цепи с заданными параметрами этого элемента

Конденсатор — элемент электрической цепи, предназначенный для использования его электрической ёмкости и (или) его электрического поля

Конденсаторная батарея — статическое устройство, предназначенное для генерирования реактивной мощности, в сочетании с коммутационной аппаратурой и регулятором — конденсаторная установка

Кондуктивная помеха — помеха в форме электрического тока, распространяющаяся по токопроводящим элементам системы электроснабжения

Короткозамыкатель — аппарат, который служит для создания искусственного короткого замыкания в цепи высокого напряжения

Косвенная компенсация реактивной мощности — способ плавного регулирования генерируемой реактивной мощности ИРМ, состоящего из нерегулируемой конденсаторной батареи и управляемого тиристорами реактора

Линия электропередачи (ЛЭП) — электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором мощности

Магистральная ЛЭП — ЛЭП, от которой отходит несколько ответвлений

Магнитная индукция — векторная величина, характеризующая магнитное поле и определяющая силу, действующую на движущуюся заряженную частицу со стороны магнитного поля

Магнитное поле — одна из двух сторон электромагнитного поля, обусловленная движущимися заряженными частицами и изменением электрического поля, оказывающая силовое воздействие на движущиеся заряженные частицы и выявляется по силовому воздействию, направленному нормально к направлению движения этих частиц и пропорциональному их скорости

Магнитопровод трансформатора — ферромагнитная конструкция, служит для усиления магнитной связи между обмотками и основанием для установки обмоток; набирается из пластин электротехнической стали или навивается из ленты

Межсистемная связь — одна или несколько линий электропередачи, непосредственно соединяющих разные энергосистемы

Мгновенная мощность — скорость поступления в двухполюсник электромагнитной энергии в рассматриваемый момент времени, равная произведению мгновенных значений напряжения и тока двухполюсника

Многоцепная воздушная линия переменного тока — ВЛ, имеющая более двух комплектов фазных проводов

Муфта кабельная — конструкция, предназначенная для соединения кабеля с элементами ЛЭП через распределительное устройство или соединения (ответвления) отдельных строительных длин кабеля при монтаже кабельной линии. Разновидностью кабельной концевой муфты являются кабельные вводы, предназначенные для закрытого соединения кабеля с шинами элегазового распределительного устройства или обмоткой трансформатора

Муфта кабельная соединительная — муфта кабельная, предназначенная для соединения отдельных строительных длин кабеля при монтаже кабельной линии в земле или подземных сооружениях

Муфта соединительная — устройство, в котором соединяются токоведущие жилы двух участков кабельной линии

Надёжность — свойство объекта (электроустановки, части электрической сети, энергосистемы в целом) обеспечить требуемые функции (выдачу мощности в энергосистему, бесперебойное электроснабжение потребителей) в заданном объёме и нужного качества

Наполнение водохранилища — период аккумуляции речного стока

Напряжённость электрического поля — векторная величина сонаправленная с силой, действующей на неподвижное положительно заряженное пробное тело, помещённое в данную точку поля, и равная отношению силы, действующей на заряд, к его значению

Насосная станция — предприятие, на котором электрическая энергия преобразуется в гидравлическую

Небаланс активной мощности — разность между суммарной генерирующей и суммарной потребляемой активной мощностью в энергосистеме

Неявнополюсной ротор — ротор с распределённой обмоткой возбуждения

Номинальное напряжение — напряжение элемента электрической сети, при котором обеспечивается длительная нормальная работа этого элемента с наиболее целесообразными технико-экономическими показателями

Нормальный подпорный уровень — максимальный уровень воды в водохранилище, при котором ГЭС и все сооружения гидроузла могут работать сколько угодно длительно

Нормальный установившийся режим или основной режим ЭЭС — режим, в котором при обеспечении заданного качества электроэнергии без перегрузок основных элементов ЭЭС выполняется экономичное и надёжное электроснабжение потребителей

Обмотка возбуждения — обмотка ротора синхронной машины, питаемая постоянным током, создающим магнитное поле в зазоре между ротором и статором

Обмотка статора (якоря) — обмотка, размещаемая в пазах статора, в которой генерируется электродвижущая сила, создающая напряжение на зажимах обмотки статора

Одноцепная воздушная линия переменного тока — ВЛ, имеющая один комплект фазных проводов

Опора воздушной линии — металлическая, железобетонная или деревянная конструкция, предназначенная для подвески проводов и грозозащитных тросов

Остов трансформатора — магнитопровод со всеми узлами и деталями, служащими для соединения его отдельных частей в единую конструкцию

Ответвление от ЛЭП — ЛЭП, присоединённая одним концом к другой линии электропередачи в промежуточной точке

Отделитель — аппарат, который служит для отключения обесточенной цепи высокого напряжения за малое время

Открытое распределительное устройство (ОРУ) — РУ, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе

Отрицательный регулирующий эффект — свойство нерегулируемого устройства (например, конденсаторной батареи) снижать реактивную мощность при снижении напряжения, воздействуя таким образом отрицательно на режим сети

Параллельное соединение элементов цепи — соединение, при котором рассматриваемые элементы присоединяются к одной и той же паре узлов

Параметрическое регулирование — регулирование по заданному закону, соответствующему характеристикам (параметрам) устройства (без участия регулятора)

Параметры режима — значения напряжений, мощностей и токов элементов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии

Первичная обмотка трансформатора — обмотка, к которой подводится электрическая энергия

Первичное регулирование частоты — регулирование, обеспечивающее восстановление баланса активной мощности при частоте, отличной от номинальной

Первый закон Кирхгофа — алгебраическая сумма мгновенных значений токов в ветвях, соединённых с данным узлом, равна нулю: $\sum i = 0$

Перенапряжения — воздействия напряжений, превышающих номинальные, возникающие вследствие коммутационных процессов или импульсных волн атмосферных перенапряжений

Переходный режим — режим, в котором параметры режима ЭЭС изменяются во времени

Петлевая схема сети — присоединённая к двум источникам питания простейшая замкнутая (по конфигурации) сеть, питающая несколько нагрузок

Плотинно-деривационная схема — схема использования водной энергии, в которой напор создаётся плотиной и деривацией

Плотинная схема — схема использования водной энергии, в которой напор создаётся плотиной

Подстанция (ПС) — электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений

Показатель качества электроэнергии (ПКЭ) — уровень электромагнитной помехи, создаваемой кондуктивным путем

Полная мощность — величина, равная произведению действующих значений напряжения и тока двухполюсника

Последовательное соединение элементов цепи — соединение элементов, при котором все элементы имеют один и тот же ток

Потенциальное (безвихревое) электрическое поле — такое электрическое поле, которое в каждой точке может быть охарактеризовано с точностью до некоторой постоянной величины электрическим потенциалом (как, например, электростатическое поле)

Потери активной мощности в элементе сети — разница между потоками активной мощности в начале и конце элемента. Потери активной мощности ΔP представляют собой потери в активном сопротивлении элемента сети R (линии, трансформатора, электродвигателя и др.) вследствие нагревания его протекающим током I : $\Delta P = 3I^2R$

Потери реактивной мощности в элементе сети — разница между потоками реактивной мощности в начале и конце элемента. Величина этих потерь ΔQ определяется протекающим по элементу током I и его реактивным сопротивлением X , которое связано с процессами возникновения и распространения переменного электромагнитного поля: $\Delta Q = 3I^2X$

Потеря напряжения в элементе сети — разница модулей напряжений по концам элемента электрической сети

Потокосцепление — сумма магнитных потоков, сцепленных с элементами контура электрической цепи

Потребитель электроэнергии — группа электроприемников, объединённых общим технологическим производством и расположенных на общей территории

Предупредительная подсистема автоматики — автоматика, необходимая для обнаружения и предотвращения аварийной ситуации

Преобразователь — устройство, преобразующее переменный ток в постоянный и постоянный в переменный

Преобразователь частоты — преобразователь, предназначенный для преобразования тока одной частоты в ток другой частоты с возможным изменением значения напряжения и числа фаз

Преобразовательный мост — преобразователь, собранный по трёхфазной мостовой схеме, которая обеспечивает двухполупериодное преобразование тока всех трёх фаз

Приёмники электромагнитной энергии — устройства, в которых электромагнитная энергия преобразуется в энергию других видов, например, в механическую (электрические двигатели), химическую (аккумуляторы), тепловую (электрические печи) и т. д.

Приливная электростанция (ПЭС) — предприятие, на котором механическая энергия приливо-отливных колебаний уровня воды в море преобразуется в электрическую энергию

Принципиальная (упрощённая) схема электроустановки — это главная схема без некоторых аппаратов (трансформаторов тока и напряжения, разрядников, ограничителей перенапряжения)

Приплотинная ГЭС — гидроэлектростанция, в которой здание ГЭС располагается за плотиной и не входит в состав напорного фронта

Провод — кабельное изделие, содержащее одну или несколько скрученных проволок или одну или более изолированных жил, поверх которых в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься лёгкая неметаллическая оболочка, обмотка и (или) оплётка из волокнистых материалов или проволоки

Провод неизолированный для воздушных ЛЭП — неизолированный провод, состоящий из алюминиевых, биметаллических сталеалюминевых проволок или проволок из алюминиевого сплава на основе Al-Mg-Si, а также из сердечника из скрученных стальных проволок, поверх которого расположены проволоки из алюминия или его сплавов

Провод самонесущий изолированный — провод с несущим элементом, предназначенным для увеличения его механической прочности, крепления и подвески; применяется для воздушных сетей низкого и среднего напряжения взамен неизолированных алюминиевых и сталеалюминевых проводов

Продольная компенсация — компенсация части индуктивного сопротивления линии переменного тока с целью повышения ее пропускной способности путем последовательного включения в линию батареи конденсаторов

Противоаварийная автоматика (ПА) — автоматика, предназначенная для локализации аварии в ЭЭС и ликвидации аварийного режима, включает в себя общесистемную автоматику, часть локальной автоматики (РЗ, АПВ, АВР) и ряд других специальных устройств

Прямая компенсация реактивной мощности — способ ступенчатого регулирования мощности ИРМ, состоящего из конденсаторной батареи

Прямая (обратная, нулевая) последовательность — симметричная составляющая трёхфазного напряжения (тока) основной частоты

Радиальная ЛЭП — ЛЭП, в которую электрическая энергия поступает только с одной стороны

Разность электрических потенциалов точек A и B — электрическое напряжение в безвихревом электрическом поле, характеризующееся независимостью от выбора пути интегрирования

Разрядник — аппарат, который используется в качестве ограничителя грозовых и внутренних перенапряжений

Разъединитель — аппарат, который применяется для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем

Распределительное устройство (РУ) — электроустановка, служащая для приёма и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы

Распределительный пункт 6—10 кВ — узел электрической сети без трансформации напряжения, служащий для присоединения крупных промышленных электроприемников, а также линий распределительных сетей указанного напряжения

Расход воды — количество воды, протекающей через поперечное сечение водотока за определённый период времени

Расчётная электрическая нагрузка — значение мощности (тока), по которой производится выбор параметров электрооборудования электрических сетей, выполняются расчёты режимов напряжения и т.п.

Расщепленная фаза воздушной линии — фаза ВЛ, выполненная несколькими параллельными проводами, фиксированными в пространстве на определённых расстояниях друг от друга с помощью распорок

Реактивная мощность — величина, равная при синусоидальном токе и напряжении произведению действующего значения напряжения на действующее значение тока и на синус сдвига фаз между напряжением и током

Регулирование напряжения — целенаправленное изменение значения напряжения с помощью специальных технических средств, называемых регулирующими устройствами. Целью регулирования напряжения является обеспечение требуемых уровней напряжения у электроприемников во всех режимах работы электрической сети

Регулирование напряжения трансформаторов — изменение числа витков первичной или вторичной обмотки путем переключения регулировочных ответвлений обмоток (переключаемых при отключении от сети без возбуждения — ПБВ или под нагрузкой — РПН)

Регулирование стока — процесс перераспределения стока водохранилищем в соответствии с требованием водохозяйственного комплекса

Резистор — элемент электрической цепи, предназначенный для использования его электрического сопротивления

Резонанс — явление в электрической цепи, содержащей участки, имеющие индуктивный и ёмкостной характер, при котором разность фаз напряжений и тока на входе цепи равна нулю

Реле — автоматически действующий аппарат, предназначенный при заданном значении воздействующей величины, характеризующей определённое внешнее явление, производить скачкообразные изменения в управляемых системах

Релейная защита — устройство, предназначенное для:

- отключения повреждённого элемента энергосистемы (как правило, при коротких замыканиях) от источника питания;
- реагирования на опасные ненормальные режимы работы элементов энергосистемы (с действием на сигнал) или отключения элемента с выдержкой времени;
- максимальная токовая защита;

- токовая отсечка;
- токовая защита нулевой последовательности;
- токовая направленная защита;
- дистанционная защита;
- продольная дифференциальная токовая защита;
- поперечная дифференциальная токовая защита;
- дифференциально-фазовая защита

Ротор — вращающаяся часть электрической машины (генератора, электродвигателя и т.д.)

Русловая ГЭС — гидроэлектростанция, в которой здание ГЭС входит в состав напорного фронта

Силовая электроника — область электроники, связанная с преобразованием электрической энергии и коммутацией силовых электрических цепей

Силовой трансформатор — трансформатор, используемый для преобразования энергии в сетях энергосистем, распределительных сетях и установках для приёма и использования энергии

Синхронный генератор — электрический генератор с постоянной частотой вращения ротора

Синхронный компенсатор — вращающаяся синхронная машина, предназначенная для генерации и потребления реактивной мощности

Система возбуждения генераторов — установка для генерирования постоянного тока обмотки возбуждения синхронных генераторов

Система электроснабжения — комплекс источников питания, электрических сетей и потребителей электроэнергии конкретного технологического назначения

Солнечная фотоэлектрическая установка — установка, преобразующая энергию солнечного излучения в электрическую

Солнечное излучение — процесс переноса энергии от солнца при распространении электромагнитных волн в прозрачной среде

Солнечный коллектор — установка, преобразующая энергию солнечного излучения в тепло

Сработка водохранилища — период отдачи наполненной воды

Статизм регулирования частоты — отношение изменения частоты к соответствующему изменению активной мощности агрегата при переходе от одного установившегося режима к другому

Статическая устойчивость — способность ЭЭС восстанавливать исходный режим после малого его возмущения

Статор — неподвижная часть электрической машины (генератора, электродвигателя и т. д.)

Стержень магнитопровода — часть магнитопровода, на котором располагаются обмотки

Сток — суммарный объем воды, прошедшей через поперечное сечение водотока за определённый период времени

Стрела провеса провода воздушной линии — расстояние по вертикали между точкой подвески провода на опоре и низшей точкой его провеса в пролете

Структурная схема — часть главной схемы, на которой показаны основные функциональные части электроустановки (РУ, трансформаторы, генераторы) и связи между ними

Схема электрических соединений — отображение внутренней структуры и взаимосвязи элементов электроустановки

Схема электрической цепи — графическое изображение электрической цепи, содержащее условные обозначения ее элементов и показывающее соединения этих элементов

Технологическая гибкость — способность адаптироваться к изменяющимся условиям работы при плановых ремонтах, аварийно-восстановительных работах, расширении, реконструкции и испытаниях

Тиристор — полупроводниковый прибор с двумя устойчивыми состояниями, имеющий три или более р-п-переходов, который может переключаться из закрытого состояния в открытое и наоборот

Тиристор с полевым управлением (МСГ) — полупроводниковый прибор, структура которого содержит тиристор и два полевых транзистора, один из которых обеспечивает процесс включения, подавая импульс тока на управляющий электрод, а второй — аналогично процесс выключения прибора

Тиристорный ключ (выключатель) — устройство, состоящее из полупроводниковых приборов (тириستоров), предназначенное для управляемой коммутации электрооборудования в сети переменного тока

Ток высшей гармоники — составляющая (разложение Фурье) тока несинусоидальной формы, изменяющаяся с частотой, кратной основной частоте сети

Токоограничивающий реактор — аппарат, который служит для ограничения тока короткого замыкания и поддержания напряжения на сборных шинах РУ

Транзистор — электронный прибор на основе полупроводникового кристалла, имеющий три (или более) электрода и предназначенный для усиления, генерирования и преобразования электрических колебаний

Транспозиция фаз воздушной линии — циклическая перестановка фазных проводов ВЛ с целью компенсации электромагнитной несимметрии линии

Трансформатор — электромагнитный статический преобразователь энергии, имеющий две или более индуктивно связанные обмотки и предназначенный для изменения напряжения переменного тока

Трансформаторная подстанция (ТП) — цеховая, городская или сельская подстанция 6-10/0,38-0,66 кВ

Трансформация электрической энергии — преобразование электрической энергии на трансформаторных подстанциях, связанное с изменением напряжения, на котором осуществляется передача электроэнергии от источника к потребителям

Турбогенератор — электрический генератор с частотой вращения $60f^1 = 3000$ 1/мин, $30f^1 = 1500$ 1/мин (где f^1 — частота напряжения сети в Европе 50 1/с, в США и Японии 60 1/с), приводимый во вращение паровой или газовой турбиной

Узел электрической цепи — место соединения ветвей электрической цепи

Унифицированность — использование типовых решений, позволяющее снизить материальные и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладочные работы и эксплуатацию электроустановок

Установившийся режим — режим, в котором параметры режима ЭЭС неизменны во времени

Уровень мёртвого объёма — минимальный уровень воды в водохранилище при нормальной эксплуатации

Установленная мощность электроприемников — сумма номинальных мощностей электроприемников

Форсированный подпорный уровень — максимально возможный уровень воды в водохранилище по условиям надёжности сооружений

Центр питания (ЦП) — мощная подстанция электроэнергетической системы, от которой осуществляется электроснабжение сетевого района по распределительным электрическим сетям напряжением $U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$

Цикл транспозиции воздушной линии — длина участка ВЛ, кратная числу комплектов фазных проводов, на которой осуществляется их полная циклическая перестановка

Шаг транспозиции воздушной линии — длина участка ВЛ между двумя последовательными пунктами транспозиции

Экологическая чистота — степень воздействия электроустановки на окружающую среду (шум, электрические и магнитные поля, выбросы, отходы, нарушение ландшафта и т.п.)

Экономичность — принятие решений с учётом необходимых капитальных вложений и ежегодных издержек производства. В общем случае надёжность является экономической категорией. Принимаемый уровень надёжности обосновывается сопоставлением затрат на его обеспечение с экономическими последствиями из-за отключения, недоотпуска и пр., например с ущербом

Элегаз — "электрический газ" (шестифтористая сера SF_6), используемый в аппаратах высокого напряжения для изоляции и гашения дуги

Электрическая дуга — газообразный проводник электрического тока, образованный электрическим полем за счёт ионизации изоляционных сред между разомкнутыми контактами

Электрическая машина — устройство для взаимного преобразования механической и электрической энергий

Электрическая сеть — часть ЭЭС, предназначенная для передачи электроэнергии от источников (электростанций) до потребителей. Состоит из линий электропередачи и подстанций, связывающих эти линии между собой и преобразующих параметры электроэнергии (напряжения, токи)

Электрическая цепь — совокупность устройств, электромагнитные процессы в которых могут быть описаны с помощью понятий об электродвижущей силе, токе и напряжении

Электрический генератор — устройство для преобразования механической энергии в электрическую

Электрический потенциал данной точки — разность электрических потенциалов данной точки и другой произвольно выбранной точки

Электрический ток — направленное движение носителей зарядов и(или) изменение электрического поля, сопровождаемое магнитным полем

Электрическое напряжение — физическая величина, характеризующая электрическое поле вдоль рассматриваемого пути и равная линейному интегралу напряжённости электрического поля вдоль рассматриваемого пути

Электрическое поле — одна из двух сторон электромагнитного поля, обусловленная электрическими зарядами и изменением магнитного поля, оказывающая силовое воздействие на неподвижные заряженные тела и частицы

Электромагнитное поле — особый вид материи (вещества), отличающийся непрерывным распределением в пространстве, обнаруживающий дискретность структуры (кванты излучённого электромагнитного поля) и характеризующийся способностью оказывать на заряженные частицы силовое воздействие, зависящее от их скорости

Электромагнитная совместимость — способность электротехнических средств (приборов, аппаратов и т.п.) нормально функционировать в данной электромагнитной обстановке (среде), не внося недопустимых помех в эту среду и не испытывая таковых с ее стороны

Электронный ключ — устройство для замыкания и размыкания силовой электрической цепи, содержащее, по крайней мере, один управляемый вентильный прибор

Электропередача — комплекс устройств, предназначенный для передачи электроэнергии на заданное расстояние. Кроме главного элемента электропередачи — линии, в неё входят трансформаторы (автотрансформаторы), компенсирующие устройства и другие элементы

Электроприёмник — электрическая машина, агрегат, аппарат или их комплекс, преобразующие электрическую энергию в иные виды энергии

Электростатическое поле — электрическое поле, обусловленное исключительно неподвижными зарядами

Электроэнергетическая система (ЭЭС) — электрическая часть энергосистемы и питающиеся от неё приёмники электроэнергии, объединённые общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии

Энергетическая система (энергосистема) — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом

Явнополюсный ротор — ротор с сосредоточенной обмоткой возбуждения

Ярмо магнитопровода — часть магнитопровода, на которой не размещены обмотки

Лекция № 2. Схема производства, трансформации, передачи и потребления электроэнергии, общая характеристика оборудования.

Многие из нас, жителей крупных городов, часто сталкиваются с таким элементом городского пейзажа, как высоковольтные линии электропередач. Эти загадочные элементы индустриального мира несут в себе что-то необычное, производя впечатление своей мощью и ритмичностью геометрических переплетений.

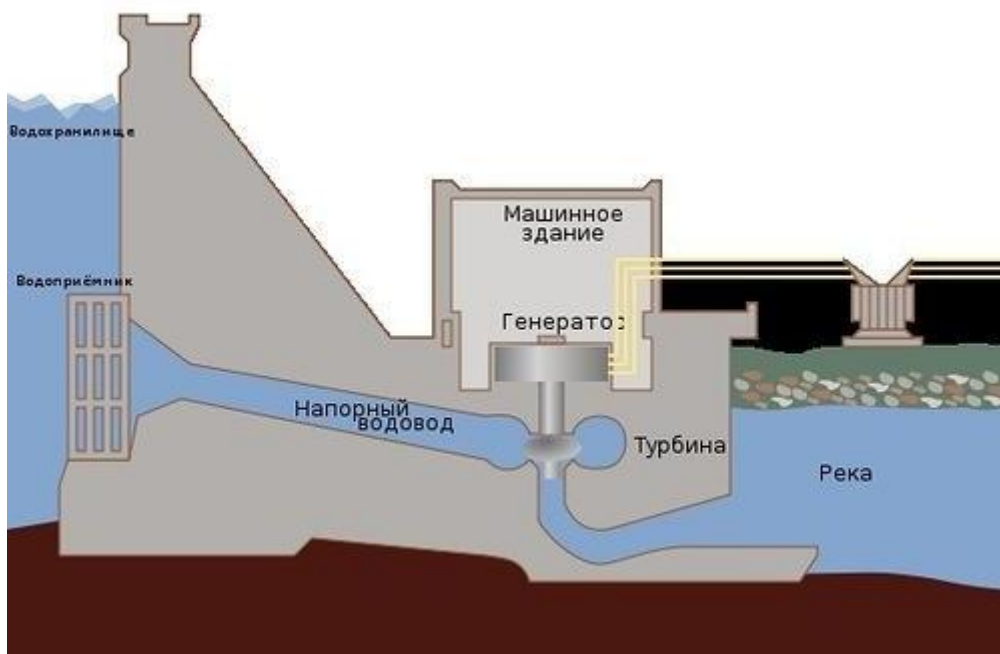


Сегодня я попытаюсь вкратце рассказать вам о том, как работают энергосистемы высоковольтной энергетики, и для чего предназначены отдельные её элементы, которые мы можем встретить вокруг себя. Сразу скажу - это описание является кратким и упрощённым, некоторые детали опущены или упрощены для лучшего восприятия и понимания, поэтому специалисты в этой области могут заметить некоторые кажущиеся недочёты. Это - не техническое руководство, а популярное описание для тех, кому интересен мир высоковольтной энергетики и ЛЭП.

Для начала условно разделим путь электричества от источника к потребителю на условные этапы:

- 1. Выработка (генерирование) электричества.*
- 2. Преобразование и распределение энергии.*
- 3. Передача энергии.*
- 4. Обратное преобразование для последующего потребления или распределения.*
- 5. Потребление электроэнергии.*

Выполнение первой задачи возложено на источники электрической энергии - электростанции. Основная часть любой электростанции - электрогенератор, приводимый в движение какой-либо внешней силой - давлением пара в ТЭС и АЭС, водой в ГЭС, ветром в ВЭС и т.д. Вращаясь в магнитном поле, генератор вырабатывает электрическую энергию, в обмотках генератора возникает ток. Чаще всего это трёхфазный переменный ток. Давайте рассмотрим в качестве примера схему гидроэлектростанции (ГЭС):



Вода из водохранилища, уровень которого выше уровня реки, падает в сторону реки вниз по напорному водоводу, вращая своим потоком лопасти турбины. Вращение турбины приводит к возникновению тока в генераторе, и он выходит из электростанции.

Поскольку потребители электроэнергии находятся совсем не на территории электростанции, а на расстоянии от неё, логично было бы эту энергию до них передать. Чтобы это сделать, нам потребуется преобразовать энергию - напряжение, снимаемое с генераторов электростанции, является недостаточно высоким для передачи электроэнергии на дальние расстояния, а ток - наоборот, достаточно высок, и энергия будет быстро теряться в линии большой протяжённости, расходуясь просто на нагрев проводов. Нам это не нужно, поэтому необходимо будет каким-то образом снизить ток. Чтобы при одинаковой мощности ток стал ниже, нужно сделать напряжение выше, что мы и делаем при помощи силовых трансформаторов. Такой трансформатор

представлен на фото сверху машинного зала ГЭС и расположен справа, серого цвета, с вводами 154 кВ.



Чем больше расстояние, на которое нужно передать электроэнергию, тем выше нашему трансформатору потребуется преобразовать напряжение. Но есть и обратная сторона медали - чем выше напряжение, тем дороже, крупнее и тяжелее становится оборудование для преобразования и передачи энергии. Компромиссным решением стало введение различных классов напряжений для разных расстояний передачи - в масштабах передачи на очень большие расстояния это ВЛ (воздушные линии) сверхвысокого напряжения (750 или 500 киловольт - между странами или в разные концы страны, 330 кВ - между городами и энергосистемами), на расстояния поменьше - ВЛ высокого напряжения (220, 150, 110 кВ - между городами, иногда внутри города), между районами города или из города в ближайшие сёла - среднее напряжение (35 кВ), внутри района - 20, 10 или 6 кВ, внутри квартала или дома - 0.4 кВ (380 В), внутри квартиры - 0.2 кВ (220 В).

Преобразованием энергии из одного класса напряжения в другой выполняют электрические подстанции, а распределением и коммутацией линий

выполняют распределительные устройства (РУ) этих подстанций. Если распределительное устройство расположено на открытом воздухе, оно называется открытым распределительным устройством (ОРУ), а если в здании - закрытым (ЗРУ). Задача этих устройств - распределить линии разных классов напряжения между собой, произвести измерения их характеристик, их коммутацию и защиту. Например, подстанция может трансформировать из одной линии 330 кВ энергию в три линии по 110 кВ, или из двух линий 154 кВ – в пять линий 35 кВ. При этом нет конкретного направления передачи энергии - если (для последнего случая) энергии на линиях 35 кВ недостаточно, она туда направляется с линий 154 кВ (преобразовавшись в 35 кВ), а если энергия в линии 35 кВ в избытке, то она отправляется на линию 154 кВ (с преобразованием 35 кВ в 154 кВ). Направление передачи при этом может меняться вплоть до нескольких раз в секунду. Вот так выглядит подстанция с ОРУ:



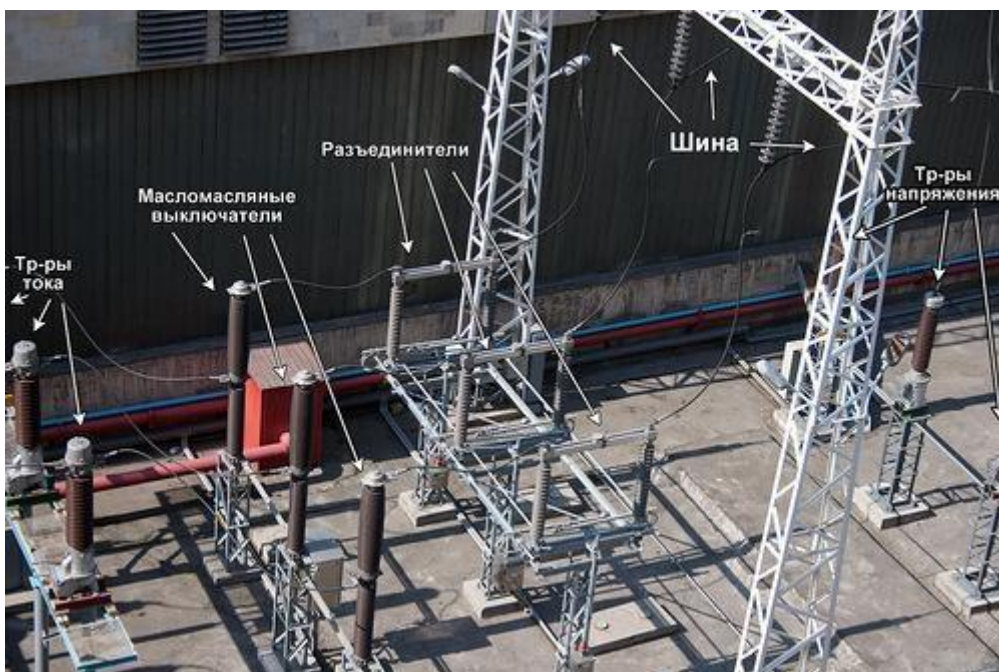
По центру слева (правее ступенек) установлен силовой трансформатор.

Внутри этого огромного леса проводов, опор и прочего оборудования есть довольно интересные приборы, которые помогают сделать энергосистему чётко функционирующим организмом, способным контролировать и регулировать процесс распределения энергии. Давайте посмотрим на них поближе на примере ОРУ подстанции ДнепроГЭС-2.



Уже в знакомый нам силовой трансформатор заходят линии прямо с генераторов. Его напряжение - 13.8 кВ (13800 В). После 220 В в вашей розетке эта цифра кажется огромной, но этого недостаточно для передачи всей мощности наших генераторов на нужное нам расстояние. Нам нужно получить 154 кВ, а это более, чем в 10 раз выше. Вот потому наши 13.8 кВ и заходят в силовой трансформатор - он поможет нам получить на выходе нужные нам 154 кВ. Выполнив свой нелёгкий, но очень важный труд, трансформатор предаёт в линию, состоящую из трёх фаз - А, В и С, выработанную генератором мощность. Напряжение между фазами - 154 кВ. Дальше нам нужно измерить напряжение, чтобы убедиться в правильной работе силового трансформатора. Для этого сразу с него фазы заходят на измерительные трансформаторы напряжения. Дальше, для получения значения выходной мощности энергоблока нужно измерить ещё и ток в сети. Для этого линия заходит на измерительные трансформаторы тока. Напомню, что в цепи вольтметры подключаются параллельно, а амперметры - последовательно, поэтому трансформаторы напряжения имеют один ввод (включены параллельно), а трансформаторы тока - два, т.к. подключены последовательно. Стоит также отметить, что наш большой серый силовой трансформатор защищён от пожара системой автоматического пожаротушения - это розовая труба вокруг него, из которой выходят трубочки поменьше.

Теперь идём дальше и видим это:



Справа от наших трансформаторов тока расположены выключатели. Они позволяют быстро отключить или включить ток в цепи. Поскольку напряжение у нас высокое, здесь в процессе коммутации возникает электрическая дуга. Поэтому внутри него есть устройство дугогашения при помощи трансформаторного масла. Такой выключатель называется маломасляным. Бывают ещё воздушные, элегазовые, просто масляные, но сейчас не это важно. Посмотрите на него - разве можно понять, идёт ли сейчас ток дальше него? Для этого справа установлены серые разъединители, позволяющие, заземлить цепь и визуально показать, что цепь разорвана. Посмотрите внимательно на разъединители - они состоят из двух половинок. Когда разъединитель соединён и цепь включена, половинки соединены, как на нашем фото, вот так: ----. А когда он разъединён и цепь разорвана, половинки разойдутся вот так: ||. Разъединители не обладают никакими средствами дугогашения, и служат для визуального контроля над соединением участков линии, коммутацию их можно осуществлять только при отсутствии напряжения. После всего этого электроэнергия выходит на шины - это фазные провода, к которым подключается несколько фаз с нескольких силовых трансформаторов. Это сделано для того, чтобы если один трансформатор находится в ремонте, то другой и дальше может подавать на линию электроэнергию, и свет в окнах уютных домов города по-прежнему горит. Дальше с шины три фазы выходят на ЛЭП для передачи на расстояние. Такие три фазы далее будут называться цепью линии электропередачи.

Теперь энергия переходит на стадию передачи. И тут мы поговорим о главном элементе этого звена - о воздушных ЛЭП и опорах для них. Опоры

могут нести на себе как одну, так и сразу две трёхфазных цепи - такие опоры соответственно называются одноцепными и двухцепными. Вот одноцепная опора - несёт на себе три фазных провода:



А вот эта опора - двухцепная, несёт шесть фазных проводов:



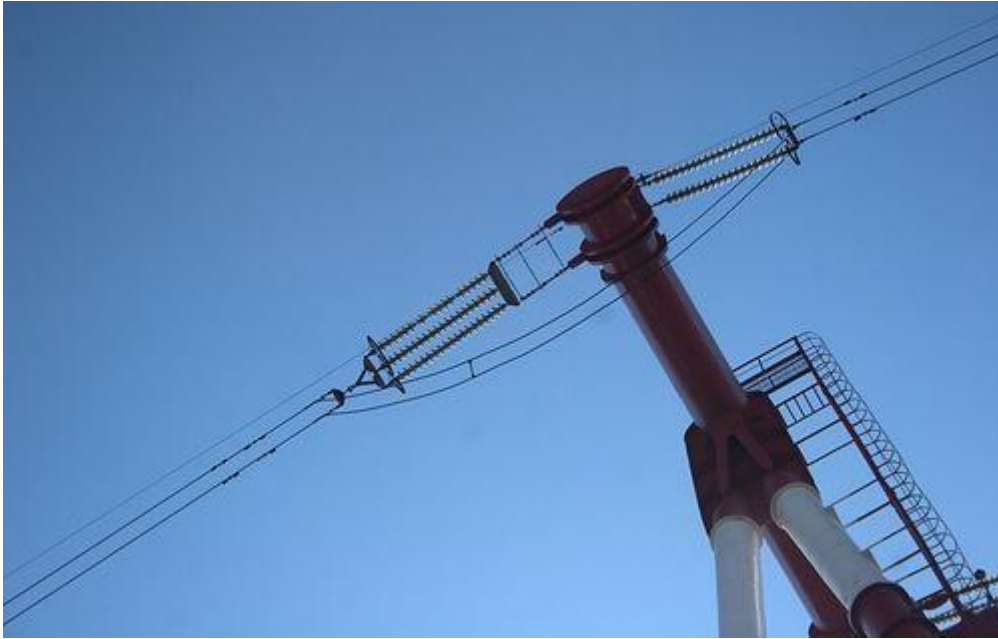
По назначению опоры делятся на анкерные и промежуточные. Анкерные держат вес проводов и создают натяжение, позволяют делать поворот линии (поворотные-анкерные опоры), переводят линии через преграды (переходные опоры). Отличительная черта анкерных опор - гирлянда изоляторов параллельна земле. Промежуточные опоры просто удерживают провода над землёй, не создавая их натяжение и не принимая на себя всю их массу. Промежуточные опоры стоят между анкерными, их может быть много подряд. На промежуточных опорах гирлянда изоляторов перпендикулярна поверхности земли. Вот анкерная опора, изоляторы параллельны земле:



А вот промежуточные опоры, изоляторы смотрят вниз:



У каждой линии есть свой уникальный номер, например, Л10, Л229, и т.д. Эти номера, а также порядковый номер опоры обычно наносятся на сами опоры (нумерация опор обычно идёт в сторону потребителя или понижающей подстанции). Изоляторы на опорах нужны для того, чтобы закрепить провода на траверсах и не допустить электрической связи фазных проводов с опорой. Чем больше изоляторов в гирлянде, тем выше напряжение, или тем сильнее загрязнён воздух в данной местности, или тем больший вес проводов приходится держать анкерной опоре. По количеству изоляторов удобно определять класс напряжения линии - если изолятор 1, то это линия 6 или 10 кВ, если их в гирлянде от 3 до 5, то это линия с напряжением 35 кВ, если более 5 изоляторов (до 10) - это 110 кВ, 8-12 изоляторов - 154 или 220 кВ. Начиная с 330 кВ провода в фазах расщепляются на два, чтобы не использовать один очень толстый и тяжёлый провод. Выглядит это так:

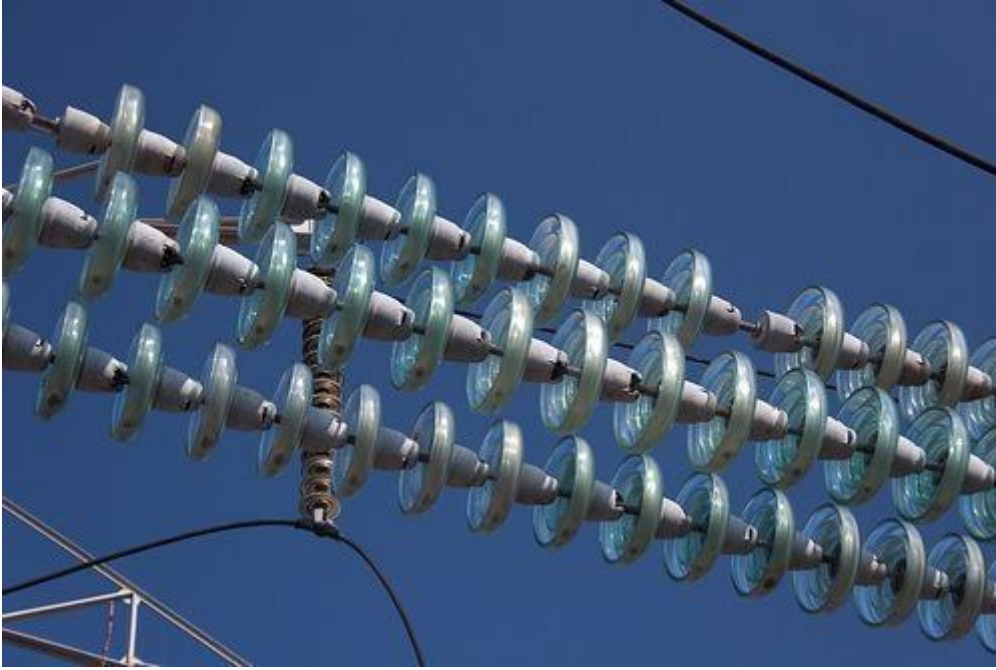


Так что если провод двойной, то это 330 кВ (за редким исключением - могут расщепляться и 154 кВ, если ток в линии очень большой). В линиях 500 кВ фазы расщеплены на 3 или 4 провода, а в линиях 750 кВ - на 5 проводов. Естественно, и сами опоры там массивнее и крупнее.

Теперь давайте рассмотрим строение опоры линии электропередач и сопутствующей ей электроарматуры. Вот она, опора (откройте это фото в новой вкладке чтобы дальше по нему ориентироваться):



Опоры бывают железобетонные и металлические, мы рассматриваем металлическую опору, несущую одну цепь 330 кВ. Сама опора стоит на фундаменте, залитом в земле. Фазные провода прикреплены к траверсам опоры через гирлянды изоляторов. Изоляторы предотвращают электрический пробой с фазных проводов на опору, поэтому человек, прикоснувшийся к опоре внизу, не будет убит током от линии. Фазные провода между местами крепления к опоре на анкерных опорах (а мы рассматриваем именно такую - видите, изоляторы параллельны земле?) обходят траверсу по дуге, естественно, что эта дуга из проводов отдалена на безопасное расстояние от опоры и траверсы при помощи всё тех же изоляторов, в том числе вспомогательных, стоящих вертикально и удерживающих безопасный радиус провисания дуги провода. На нижней правой траверсе нашей опоры нет такой вспомогательной гирлянды изоляторов, на остальных - есть. Сами изоляторы бывают стеклянные, фарфоровые и полимерные. Стеклянные - самые тяжёлые, на вид они прозрачные с зеленоватым оттенком:



Обратите внимание, что в некоторых местах изоляторы отсутствуют - это свидетельство разрушения некоторых из них. Если в изоляторе появляется малейшая трещина, он сразу лопается и падает на землю, чтобы по образовавшейся пустоте в гирлянде можно было понять необходимость замены изолятора на новый. Фарфоровые изоляторы немного легче стеклянных, их цвет - тёмно-коричневый. Вот на этой опоре линии 35 кВ слева и по центру расположены фарфоровые изоляторы, а справа - стеклянные:



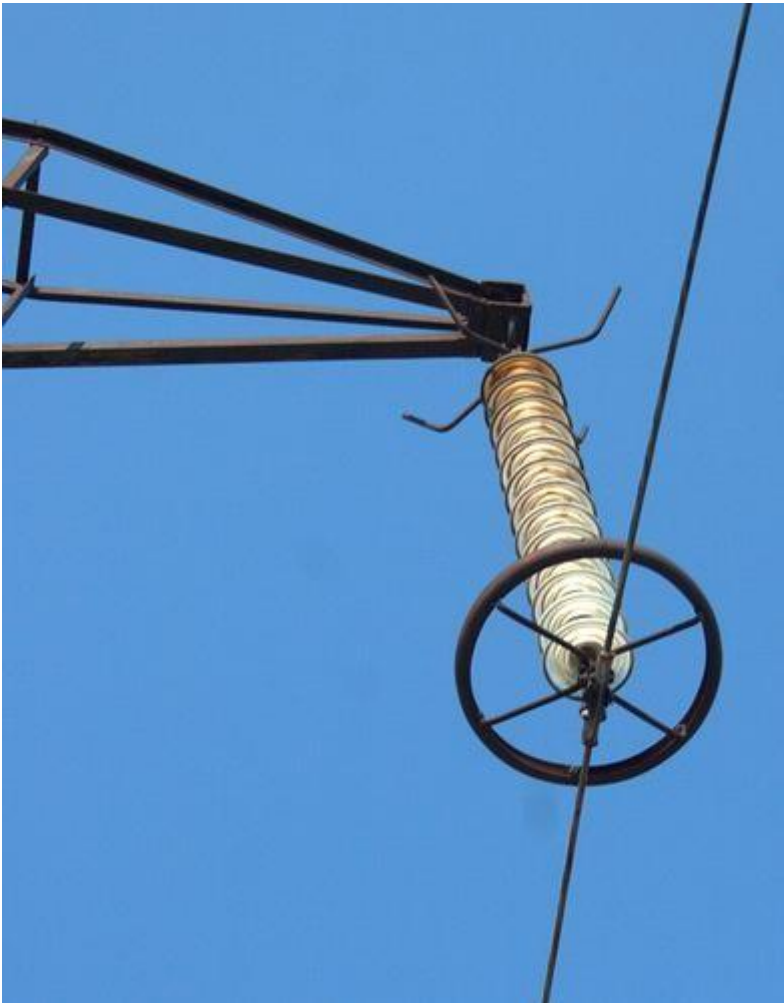
Полимерные изоляторы - самые лёгкие, они сделаны из материала, напоминающего мягкий пластик. В отличие от других видов изоляторов, полимерные изготавливаются в виде готовой собранной гирлянды на нужный класс напряжения, в то время как обычные изоляторы собираются в гирлянду, соединяясь друг с другом при помощи специальной системы креплений. При равном пути утечки полимерные изоляторы имеют не только меньшую массу, но и габаритные размеры - сама гирлянда существенно тоньше, а количество рёбер в гирлянде выше, чем для аналогичной сборной гирлянды из стеклянных или фарфоровых изоляторов. Вот так выглядят полимерные изоляторы на опоре линии 35 кВ:



А это - полимерные изоляторы на линии 154 кВ:



В местах крепления фазных проводов к изоляторам на некоторых опорах установлены металлические кольца, называемые защитными экранами - они способствуют равномерному распределению коронного разряда, возникающего в этих местах, и снижают потери в сети на корону. Коронный разряд выглядит как слабое свечение, сопровождаемое треском - для ЛЭП это вредное явление, и его стараются подавлять как можно сильнее. Защитные экраны имеют разную форму, их много видов - бывают и в виде колец, и в виде полуколец, и в виде рогов. Вот, например, экраны-кольца:



На концах проводов недалеко от изоляторов часто расположены конструкции в виде гантелек - гасители вибрации. Это - колебательный контур, настроенный в противофазу высокочастотным колебаниям проводов, и снижающий их вибрацию, которая может разрушить крепёжную арматуру и сам провод в месте крепления. Вот как они выглядят поближе:



В самом верху любой высоковольтной опоры прикреплён тонкий провод, называемый грозотросом. Он всегда расположен выше всех фазных проводов, и если молния решит ударить в провода или в опору, она попадёт именно в грозотрос, и будет безопасно заземлена через опору в обход фазных проводов. Грозотрос может быть прикреплён к опоре через один изолятор, в некоторых случаях он сразу крепится напрямую к опоре, а точнее к стальному пруту, идущему по опоре в землю - заземлителю.

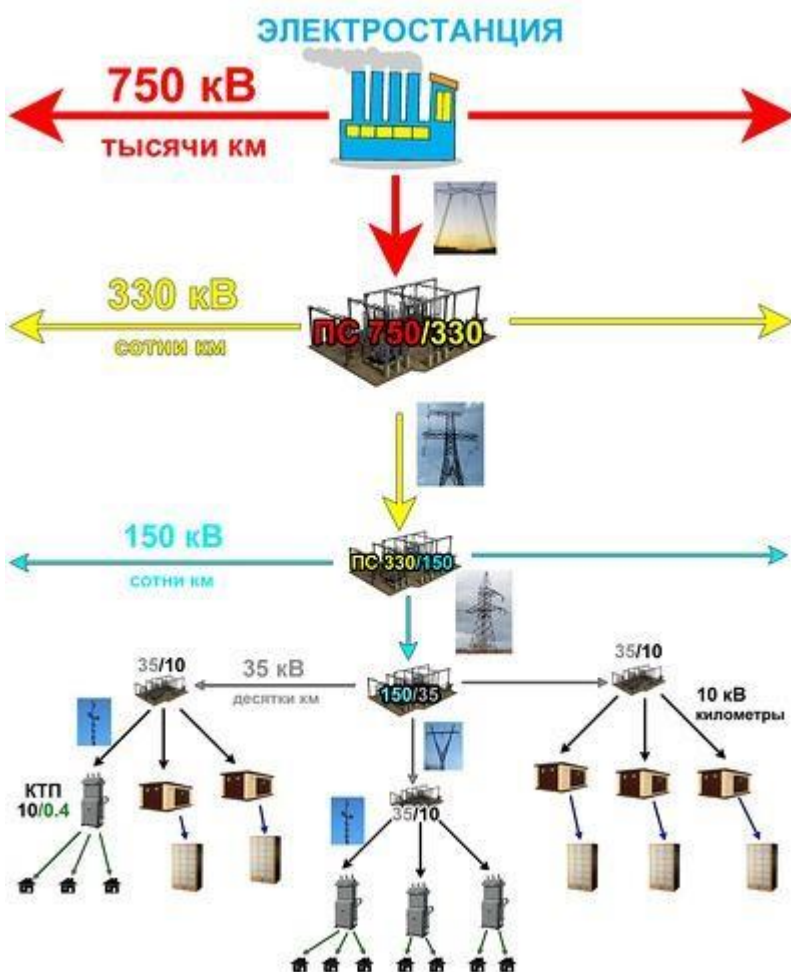
Теперь мы знаем назначение основных элементов опор ЛЭП. Некоторые из них, например, гасители вибрации или экраны, встречаются не на всех опорах, другие же, такие как траверсы, изоляторы и грозотрос - на всех без исключения, являясь неотъемлемой частью линии электропередач. Помимо обычных одно - и двухцепных опор бывают и специальные. Например, вот такие, несущие сразу три цепи, в данном случае это сделано, чтобы поменять две цепи местами:



Бывают также случаи, когда цепь необходимо отделить от основной магистрали, например, для ввода на подстанцию или для создания ещё одной линии, в то время как основная линия пойдёт дальше. Такой процесс называется отпайкой.

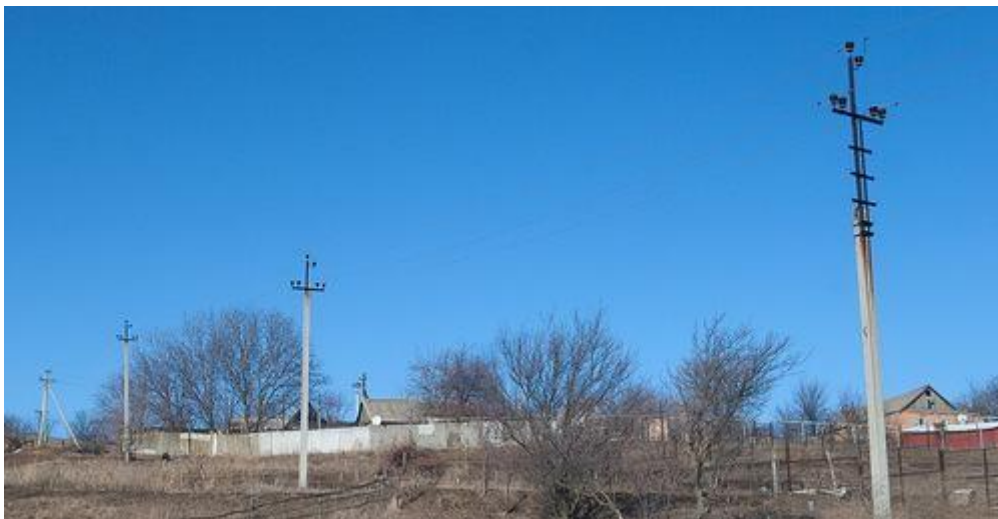
После того, как линия высокого напряжения прошла некоторый путь, она достигает конечной или промежуточной распределительной подстанции, из которой выходят уже другие линии, как правило, более низкого класса напряжения. Например, с электростанции вышла линия напряжением 750 кВ, и, пройдя значительную территорию страны, достигла одной из подстанций в каком-нибудь крупном городе. Из этой подстанции уже выходят несколько линий 330 кВ, и одна из них, пройдя из одного крупного города в другой, достигла подстанции, из которой вышло несколько линий напряжением, например, 154 кВ. В свою очередь, одна из линий 154 кВ, пройдя через весь город в другой его район, достигла подстанции, из которой выходят несколько линий 35 кВ. Одна из этих линий проходит по территории района города, доходит до районной подстанции и там преобразуется во множество распределительных линий напряжением 10 кВ.

Каждая из этих линий идёт по кварталам района (под землёй, если это район высотных застроек, и по воздуху, если это частный сектор). В свою очередь наша линия 10 кВ уже в квартале назначения линия при помощи трансформаторной подстанции (ТП - если это квартал высотных застроек), или комплектной трансформаторной подстанции (КТП - если это частный сектор) преобразуется в линию 0.4 кВ (380 В). Эта трёхфазная сеть распределяется по этажам домов или по домам в частном секторе - по одной фазе в каждый дом, фазы чередуются последовательно. Ниже приведена схема, на которой условно поясняется, как распределяются линии разных классов напряжения на пути от электростанции к конечным потребителям.



Обратите внимание, что в реальности на подстанцию приходит не одна линия более высокого напряжения, а несколько, причём вся энергосистема зависит не от одной электростанции, а сразу от нескольких, и, таким образом, является надёжной - в случае выхода из строя одной из линий или даже целой электростанции, энергоснабжение потребителей не прекратится.

Давайте рассмотрим крайнее, низковольтное звено энергосистемы. Оно состоит из распределительных линий напряжением 10 или 6 кВ, из комплектных и блочных трансформаторных подстанций, а также из линий 0.4 кВ, идущих непосредственно к потребителям в виде трёхфазной сети напряжением 380 В или однофазной 220 В. Познакомимся поближе с опорами этих классов напряжений. Вот так выглядит одноцепная линия 6 кВ:



Обратите внимание, что на низковольтных линиях используются изоляторы другого типа, отличающиеся от тех, что применяются на линиях более высокого напряжения. Здесь мы видим не подвесные изоляторы, из которых складывается гирлянда, а штыревые изоляторы, которые накручиваются на стальные штыри, прикреплённые к траверсам железобетонных опор. Эти изоляторы являются одинарными, и лишь на анкерных опорах используются подвесные изоляторы, по 1-2 штуки в гирлянде. Бывают и двухцепные линии, хотя и встречаются они реже одноцепных:



Если распределительная линия идёт к жилому району с многоэтажками, она, как правило, уходит под землю вот таким образом, и из воздушной превращается в кабельную:



Кстати, на этой опоре видны разрядники (элементы в виде цилиндриков сбоку от крайних изоляторов и снизу верхних) - это устройства, позволяющие при перенапряжении, вызванном, например, попаданием молнии в фазные провода, сразу же заземлить избыточный ток, предотвращая повреждение оборудования, расположенного дальше по линии. Разрядники и ограничители перенапряжения (ОПН) устанавливаются повсеместно на участках присоединения линии к подстанции, в местах перехода из воздушной линии в кабельную или наоборот, и в других важных точках электрической сети. Итак, линия ушла под землю, и зайдёт уже возле жилых домов на трансформаторную подстанцию, где будет преобразована в одну или множество трёхфазных линий напряжением 380 В. Далее каждая из фаз будет подана по очереди в каждую квартиру дома вместе с общим проводом - нейтралью, или "нулём". Так получается однофазная сеть напряжением 220 В, повсеместно применяемая в быту. Если же линия 10 или 6 кВ идёт в частный сектор, она обычно на всём протяжении проходит по воздуху, и заходит на комплектную трансформаторную подстанцию (КТП), которая выглядит так:



Далее, опять же по воздуху, по всем улицам квартала или посёлка, обслуживаемого данной подстанцией, проходит полученная на выходе КТП линия 0.4 кВ (380 В), состоящая из трёх фаз и одной общей точки - нейтрали. В каждый дом заходит два провода - нейтраль и одна из фаз, причём каждая фаза чередуется между домами для равномерного распределения нагрузки трёхфазной сети. В результате в каждом доме есть уже привычные нам 220 В - бытовая однофазная электрическая сеть. И уже на этом этапе наша электроэнергия наконец достигает своей цели - электроприборов в наших домах и квартирах, дающих свет, тепло и комфорт для каждого из нас.



Пройдя долгий и нелёгкий путь от электростанции до вашей розетки, электричество преодолело сотни, а то и тысячи километров, множество раз преобразовалось, прошло тысячи единиц различного оборудования, от турбогенератора электростанции до трансформаторной подстанции вашего квартала - выключатели, разъединители, силовые и измерительные трансформаторы, разрядники, шины подстанций, распределительные устройства, и тысячи разнообразных электроопор. Сложная, замкнутая и переплетённая энергосистема обеспечивает надёжное функционирование всего этого электрического организма, каждый её компонент оберегает его от повреждений и сбоев, чтобы бесперебойно доставить в каждый дом, к каждому заводу, фабрике и предприятию так необходимое в наше время электричество. Изучив основные компоненты энергосистемы и осознав важность и функциональное назначение каждого из них, теперь мы по-настоящему понимаем, насколько сложным, но увлекательным и разнообразным является мир электрических сетей.

Лекция № 3. Основные характеристики конструктивных материалов электрооборудования.

Содержание лекции

- 3.1 Введение
- 3.2 Трансформаторное масло.
- 3.3 Целлюлоза, пропитанная трансформаторным маслом.
- 3.4 Древесина, дельта древесины, органические материалы для крепления и вязки конструкций.
- 3.5 Прочие материалы, применяемые в трансформаторостроении.
- 3.6 Элегаз
- 3.7 Азот

3.1 Введение

Рассматриваются физико-химические свойства основных конструктивных материалов маслонеполненного оборудования, используемого в системах электроснабжения. Описаны основные фазы изменений изоляционных характеристик конструктивных материалов в процессе эксплуатации, влияние режимов, наиболее вероятные причины повреждений и методы повышения ресурса оборудования. Лекция иллюстрируется фотографиями оборудования, графиками и формулами процессов, протекающими в изоляции электротехнического оборудования. На настоящем этапе развития электроэнергетики подавляющее большинство электротехнического оборудования (трансформаторы, автотрансформаторы, реакторы, вводы, измерительные трансформаторы, выключатели) в качестве изоляционных материалов используют целлюлозу (электрокартон, трансформаторную бумагу, хлопчатобумажные ткани) и трансформаторное масло. Для крепления конструкций используется дельта-древесина, хлопчатобумажные ленты и в последнее время стали использоваться ряд химически неактивных синтетических материалов. Измерительные трансформаторы, вводы 110кВ и выше стали изготавливать с применением основной изоляции из синтетических материалов или с применением в качестве изоляции элегаза. Масло, как дугогасящая среда у выключателей стало вытесняться и гашение дуги в выключателях осуществляется в вакуумной среде или в элегазе. Однако в настоящее время около 80% электротехнического оборудования, эксплуатируемого на подстанциях, является маслонеполненным и требует технического обслуживания, ремонтов, профилактического контроля, продления эксплуатационного ресурса. На Рис. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 изображено оборудование, эксплуатируемое на подстанциях.



Рис. 1. Силовой трансформатор 110 кВ.



Рис.2. Маслонаполненный ввод 110 кВ



Рис.3. Маслонаполненный трансформатор тока 110 кВ.

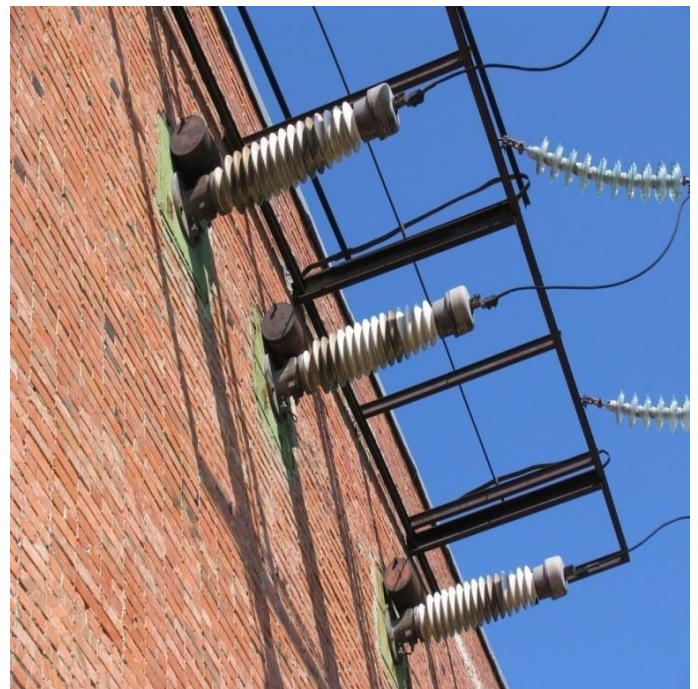


Рис. 4. Проходные маслонаполненные вводы 110 кВ.



Рис. 5. Объёмные масляные выключатели 110 кВ



Рис. 6. Общий вид подстанции 110 кВ



Рис. 7. Маслонаполненные трансформаторы напряжения 110 кВ



Рис. 8. Общий вид элегазового КРУ 110 кВ



Рис. 9. Общий вид городской распределительной ПС 110/10 кВ мощность 25000 КВА



Рис.10. Высоковольтные элегазовые выключатели на монтируемой подстанции.

3.2. Трансформаторное масло.

Трансформаторное масло – наиболее распространённый жидкий диэлектрик, применяющийся в высоковольтном оборудовании $U_{пр.} = 280$ кВ/см при 50 Гц. Масло служит в качестве изоляции в силовых и измерительных трансформаторах, высоковольтных вводах, кабелях, высоковольтных выключателях. Трансформаторное масло является охлаждающей средой, отводя тепло от обмоток трансформаторов и электрических машин в окружающую среду. В выключателях масло используется в качестве дугогасящего изолятора: выделяющиеся в процессе разрыва электрической дуги газы способствуют охлаждению канала дуги и быстрому ее гашению. Трансформаторное масло является одним из продуктов переработки нефти. Нефти различных месторождений отличаются друг от друга по своему химическому составу. Химический состав масел обусловлен не только их происхождением, но также и способом очистки. Уже давно в практике отмечено, что эксплуатационные качества масел, отличаются происхождением и технологией получения. Между химическим составом трансформаторных масел и их поведением в эксплуатации существует определённая зависимость. Цвет свежего трансформаторного масла обычно соломенно-жёлтый и характеризует глубину очистки масла. Переход к темно-жёлтому цвету указывает на недостаточно полное удаление из масла смолистых соединений. В окислённых маслах, бывших в эксплуатации, потемнение связано с накоплением продуктов окисления: чем их больше, тем темнее масло. В процессе эксплуатации электрических аппаратов залитые в них масла претерпевают глубокие изменения, обусловленные процессами старения, приводящими к ухудшению химических и электрофизических показателей масел. Основным фактором, влияющим на старение масел, является воздействие кислорода воздуха - сильного окислителя. Процесс окисления ускоряется при увеличении температуры, под влиянием электрического поля, света, а также некоторых материалов, являющихся активными катализаторами окисления углеводородов масла. К таким материалам относится медь и ее сплавы. Все отечественные трансформаторные масла, поступающие на энергопредприятия, содержат ингибитор окисления - антиокислительную присадку ионол (синонимы - ДБК, топанол - 0, керобит). Качество трансформаторного масла характеризуется следующими показателями: пробивное напряжение, кВ; влагосодержание, % (г/т); тангенс угла диэлектрических потерь, %; кислотное число, мг КОН/г масла, содержание растворимых кислот и щелочей; содержание механических примесей, % массы (г/т); температурой вспышки в закрытом тигле, °С; газосодержание, % объёма; наличие растворимого шлама, содержанием антиокислительной присадки, содержание в эксплуатационном масле

фурановых производных в % массы, не более (в том числе фурфурола). В качестве сырья для получения трансформаторных масел используются дистилляты, выкипающие при 280-420°C, из различных нефтей. В трансформаторном масле число атомов углеводорода в различных молекулах углеводородов этой фракции составляет от 16 до 25. При анализе достаточно узких фракций удалось установить присутствие в масле до 15 различных типов молекул. Электроизоляционные свойства трансформаторных масел ухудшаются при наличии в них влаги. Наличие в масле даже небольшого количества влаги в диспергированном состоянии является причиной снижения электрической прочности и высоких диэлектрических потерь, что может повлечь повреждение аппаратов высокого напряжения. Рассмотрим вопрос гигроскопичности трансформаторных масел.

Растворимость воды в трансформаторном масле, весьма ничтожна. С точки зрения молекулярной теории это объясняется громадным различием в размерах молекул углеводородов, из которых состоит масло, и молекул воды. Суммарное поле межмолекулярных сил, создаваемое при взаимодействии этих двух типов молекул, препятствует смешению обеих жидкостей. Нагрев масла при неизменной температуре и влажности окружающего воздуха сопровождается осушкой масла. При охлаждении масла, например, от температуры + 40 до +20°C в масле появляется избыток влаги и образуется эмульсия. Количество влаги, выделившейся определяется концентрацией воды в масле, соответственно при температурах + 40 до +20°C. При прочих равных условиях гигроскопичность трансформаторных масел зависит от их химического состава и возрастает с повышением содержания ароматических углеводородов. Наличие в трансформаторных маслах полярных компонентов (спиртов, кислот, мыл и др.) ведёт к повышению гигроскопичности масел и нарушению линейной зависимости поглощающей способности от влажности воздуха. Этим объясняются трудности, которые наблюдаются на практике при обезвоживании эксплуатационных или недостаточно очищенных свежих масел. Насыщение масла водой, так же как и обратный процесс - испарение влаги из масла, происходит с определенной скоростью. Скорости этих процессов, по-видимому, равные между собой, зависят от действия ряда факторов: толщины слоя масла, величины свободной поверхности соприкосновения с увлажняющей средой (воздух и др.), соотношения между упругостью паров воды в масле и окружающем воздухе, температуры масла. Изучение количественной стороны этого вопроса показало, что наличие масляного затвора на маслонаполненных вводах 110 кВ лишь в 2,5 раза замедляет увлажнение его изоляции за счёт влаги из окружающего воздуха. Таким образом, представление о том, что масло полностью защищает твёрдую изоляцию трансформаторов и других аппаратов от увлажнения или что вода, находящаяся под слоем масла, не испаряется, является неправильным. Очевидно, что вполне надёжная

защита трансформаторной изоляции от увлажнения может быть обеспечена лишь при полной герметизации.

3.3 Целлюлоза, пропитанная трансформаторным маслом.

Электротехнический картон на основе целлюлозы используется для создания в масле барьеров, повышающих электрическую прочность изоляционных промежутков конструкций маслonaполненных аппаратов. Из этого материала изготавливают такие детали, как изоляционные шайбы, прокладки и др. Кабельная бумага - основной изоляционный материал для медного обмоточного провода, отводов высокого напряжения. В некоторых типах трансформаторов бумага используется в качестве изоляции между обмотками с различным потенциалом. Количество целлюлозных материалов в маслonaполненных трансформаторах весьма значительно. Учитывая полную поверхность их соприкосновения с маслом, можно говорить о величинах порядка 0,5 - 1,0 см² на 1 г масла для различных типов трансформаторов. Для усиления механической прочности изоляции отводов высокого напряжения и других токоведущих частей трансформаторов применяется лакированная ткань или специально обработанные сорта бумаги. С увеличением количества бумаги возрастает количество кислорода, поглощаемого этим материалом при окислении. Окисление масла в трансформаторе сопровождается разрушением твёрдой изоляции, основную массу которой, составляют материалы, изготовленные на основе целлюлозы. Эксплуатационный опыт свидетельствует, что среди этих изоляционных материалов, работающих в масле, наиболее быстро разрушаются электроизоляционная бумага - основная изоляция обмоточных проводов и хлопчатобумажная ткань. Срок службы трансформатора в основном определяется разрушением твёрдой изоляции, так как жидкий диэлектрик в течение всего периода эксплуатации трансформатора может меняться неоднократно. К концу эксплуатации бумага приобретает коричневатый цвет, становится хрупкой. Возникающие в трансформаторе при режимах коротких замыканий продольные электродинамические усилия вызывают повышенное смятие изношенной бумажной изоляции в местах ее прилегания к межкатушечным прокладкам. В результате увеличивается опасность возникновения межвитковых замыканий в обмотке трансформатора, приводящих к аварии. Для нахождения путей повышения долговечности целлюлозных материалов важно правильно оценивать роль отдельных факторов, таких как: температура, электрическое поле, кислород, продукты окисления масла, в том числе и вода, действия которые в совокупности определяют старение изоляции при работе в среде масла. Одним из решающих факторов старения изоляции считают температуру. Ускоренное старение целлюлозной изоляции в масле в присутствии кислорода обусловлено главным образом воздействием продуктов окисления масла. В сравнимых температурных условиях старение бумаги в среде кислого масла в вакууме протекает примерно так же, как и при наличии над

маслом кислорода. В первом случае разрушение изоляции вызвано действием продуктов окисления, уже содержащихся в масле, во втором случае эти соединения образовались в процессе окисления углеводородов масла. Заметное действие на разрушение бумажной изоляции при работе в масле определяется содержащейся в ней влагой. Микроскопический анализ показывает, что изоляционные бумаги представляют собой более или менее ориентированное переплетение трубчатых волокон, имеющих различную длину и диаметр в зависимости от исходного сырья. В связи с пористым строением их можно отнести к разряду адсорбентов. Установлено, что бумага и картон обладают явно выраженной избирательной адсорбционной способностью по отношению к растворам в масле различных органических кислот. С увеличением молекулярного веса кислот поглощение их бумагой и картоном уменьшается. Наиболее интенсивно поглощение низкомолекулярных кислот целлюлозной изоляцией протекает в начальный период, в дальнейшем скорость этого процесса замедляется. Кабельная бумага обладает способностью поглощать довольно значительные количества низкомолекулярных кислот из их раствора в масле. Рассматривая поглощение мыл, следует отметить, что нафтенат меди адсорбируется бумагой и картоном более интенсивно, чем нафтенат железа. Эти нафтенаты в свою очередь адсорбируются изоляцией значительно больше, чем нафтеновые кислоты, из которых они получены. Механизм старения изоляции сложен. Процесс начинается с гидролиза, далее происходит окисление с разрывом молекулярных цепей и размыканием глюкозных колец, выделением воды, образованием кислотных соединений. Чем больше глубина старения целлюлозы, тем больше степень расщепления глюкозных цепей. Этот процесс оценивается по изменению таких химических показателей, как степень полимеризации целлюлозы (цепи полимеризации целлюлозы в эксплуатируемых трансформаторах составляют 1200 - 200 ед.). Электрическая прочность бумаги, пропитанной трансформаторным маслом, в результате старения практически не изменяется, поскольку разрушенные участки бумаги немедленно заполняются трансформаторным маслом. Мы же оцениваем состояние целлюлозной изоляции на основании изменения механических характеристик. На скорость старения целлюлозной изоляции влияют: влага, низкомолекулярные органические кислоты, наличие серы в трансформаторном масле, рост температуры. Наиболее сильные разрушающие действия на твёрдую изоляцию оказывает осадок, образующийся при окислении углеводородов масла. Электрическое поле следует считать одним из факторов, ускоряющих старение целлюлозной изоляции в среде жидкого диэлектрика.

Одним из решающих факторов старения целлюлозной изоляции считают температуру. Известно эмпирическое правило, справедливое для условий работы бумажной изоляции в масляных трансформаторах обычного типа, негерметичного исполнения которое указывает, что

каждые 9 -11°C повышение температуры бумаги увеличивает скорость её разрушения вдвое. Если условно принять, что срок службы трансформатора (на основании данных по износу кабельной бумаги) при температуре 95° C равен 20 годам, то при температуре 120° он составит только 2,2 года, а при 145° всего 3 мес.

Фактический конец срока службы трансформатора (момент достижения предельного состояния) определяют при наличии хотя бы одного из указанных ниже факторов: снижение степени полимеризации бумажной изоляции до 200-250, наличие необратимых дефектов в конструкции, экономическая нецелесообразность продолжения эксплуатации трансформатора с низкими технико-экономическими характеристиками.

Достаточно хорошо изучен процесс поглощения бумагой и электрокартоном химически чистых органических кислот: низкомолекулярных и высокомолекулярных, мыл и их растворов в трансформаторном масле. Поглощение изоляцией мыл сопровождается снижением тангенса диэлектрических потерь масла, при одновременном росте потерь в твёрдой изоляции. Очевидно, с подобного рода явлениями связаны наблюдаемые в эксплуатации случаи повышения $\tan \delta$ изоляции трансформаторов при работе последних с маслами, имеющими высокий $\tan \delta$. При отсутствии кислорода гидроперекиси не оказывают значительного влияния на механическую прочность твёрдой изоляции. Наличие в масле высокомолекулярных кислот – стеариновой и смеси нафтенowych (при кислотном числе 1 мг КОН /г) – не влияет на механические характеристики изоляции. В тех случаях, когда в среде окисляющегося масла находился силикагель (3% весовых), процесс разрушения изоляции замедлялся благодаря адсорбции агрессивных по отношению к изоляции соединений силикагелем. Бывает, что два масла с одинаковой кислотностью вызывают различное разрушение изоляции или же при различной кислотности масел наблюдается примерно равный износ целлюлозы. В свете сказанного выше такие отклонения можно объяснить различной активностью и концентрацией перекисных соединений, образующихся при окислении масел, отличающихся по углеводородному составу. На процесс старения целлюлозных материалов основное влияние оказывают продукты окисления масла, а не просто термическое воздействие или непосредственно окисление целлюлозы молекулярным кислородом. Наибольшее разрушающее действие на твёрдую изоляцию оказывает осадок, образующийся при окислении углеводородов масла, а также активные продукты, возможно, многоатомные гидроперекиси, дающие при разложении низкомолекулярные кислоты. Старение маслопитанной целлюлозной изоляции в присутствии электрического поля ускоряется.

3.4. Древесина, дельта древесины, органические материалы для крепления и вязки конструкций.

Действие на трансформаторное масло древесины проявляется лишь при наличии в её составе значительного количества гамма - целлюлозы. Опыты технологов показали, что буковая древесина, гетинакс, микалекс не оказывают влияния на масло. Чем больше того или иного материала из целлюлозы, тем менее выражена его адсорбционная способность. В трансформаторах дерево применяется в основном как конструктивный и отчасти электроизоляционный материал. Наиболее часто используется бук. По данным конструкторов, клён и берёза практически не оказывают влияния на старение масла. Некоторая разница в степени воздействия на масло этих пород дерева может иметь место за счёт неодинаковой их пористости. Древесные волокна у бука занимают 37,4% от объёма древесины в то время как у берёзы древесные волокна составляют 64,8%, у клёна 75,9%. В связи с этим последние обладают меньшей по сравнению с буком адсорбционной способностью по отношению к продуктам окисления масла. При решении вопроса о возможности использования упомянутых пород дерева для изготовления тех или иных деталей в масляных трансформаторах следует в основном руководствоваться соображениями механической прочности. Древопластики и, в частности, дельта-древесина весьма перспективный материал для замены дерева. Отсутствие вредного воздействия на масло позволяет применять её без ограничений. Механические свойства дельта-древесины в 2-3 раза выше чем у бука. В связи с этим при тех же запасах прочности можно уменьшить сечение деталей из дельта-древесины более экономично, чем деревянных. При выборе сорта дельта-древесины следует обращать внимание, чтобы она не расслаивалась при нагревании в среде масла.

3.5. Прочие материалы, применяемые в трансформаторостроении.

Установлен факт ускоренного окисления масла в присутствии лакоткани. В трансформаторостроении расширяется область применения новых синтетических материалов, хлопчатобумажных лент, микалекса. Не пригодной для применения в масле оказалась хлорвиниловая плёнка.

Основная масса изоляторов и изоляционных покрышек изготавливается из фарфора. Широкое распространение фарфоровые изоляторы и покрышки получили благодаря высокой механической и электрической прочности, дугостойкости, стойкости к атмосферным воздействиям и химически агрессивным средам. Недостатком фарфоровых изоляторов является их хрупкость и низкая ударная прочность, а также значительно меньший температурный коэффициент линейного расширения по сравнению с металлами, что осложняет надёжное сочленение фарфоровых деталей с арматурой.

Электрическая прочность при частоте 50 Гц кВ /мм - 25-30;

Тангенс угла диэлектрических потерь при 20°C и 50 Гц, % - 2,5%;

Термостойкость, °C - 160 – 170;

Фарфор очень хорошо работает на сжатие, значительно хуже - на изгиб и на растяжение, плохо при ударных нагрузках. Механическая прочность фарфора в изделиях зависит от конструкции изолятора, арматуры и применённых связующих материалов. В то же время механическая прочность фарфора снижается с увеличением площади поперечного сечения, причём это снижение различно для разных видов деформации.

Белые глазури больше повышают механическую прочность фарфоровых изделий. Белой глазурью покрываются, как правило, изделия для внутренних распределительных устройств, а коричневой - для наружных. Фарфоровые изоляторы, предназначенные для работы в районах с повышенным загрязнением атмосферы или с повышенным росообразованием, покрывались полупроводящими глазурями. Такие глазури получают путём добавления в их состав полупроводящих окислов. Состав глазури подбирается таким образом, чтобы получить нужное сопротивление, которое за счёт тока проводимости нагревает поверхность изолятора, препятствует конденсации на ней влаги и выравнивает распределение напряжения по элементам изоляторов. В результате этого разрядное напряжение таких изоляторов даже при самых неблагоприятных условиях среды остаётся достаточно высоким, повышается вероятность безаварийной работы.

3.6 Элегаз.

Элегаз SF_6 является чрезвычайно химически инертным соединением. Он не взаимодействует с щелочами, кислотами, окислителями, восстановителями, устойчив к действию расплавленных металлов. Элегаз так же очень слабо растворяется в воде и взаимодействует лишь с органическими растворителями. Соединение распадается при температуре выше 1100°C . Газообразные продукты распада элегаза ядовиты, и обладают резким, специфическим запахом. Элегаз не поддерживает горения и дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5000 мг/м^3 . Предельно допустимая концентрация в атмосферном воздухе - $0,001\text{ мг/м}^3$. Зависимость напряжения пробоя от давления представлено на Рис. 10.



Рис.10. Напряжение пробоя (кВ), давление (МПа)

Напряжение пробоя и функция давления для неоднородного электрического поля. Захватывая электроны, элегаз образует малоподвижные ионы, которые медленно разгоняются в электрическом поле и развитие электронных лавин затруднено. Значительная диэлектрическая прочность элегаза обеспечивает высокую степень изоляции при минимальных размерах и расстояниях, что позволяет уменьшить массу и габариты электротехнического оборудования, а хорошая способность гашения дуги и охлаждаемость элегаза увеличивают отключающую способность коммутационных аппаратов и уменьшают нагрев токоведущих частей. Применение элегаза позволяет при прочих равных условиях увеличить токовую нагрузку на 25% и допустимую температуру медных контактов до 90°C (в воздушной среде 75°C) благодаря химической стойкости, негорючести, пожаробезопасности и большей охлаждающей способности элегаза. В электрическом поле элегаз обладает способностью захватывать электроны (количество носителей заряда уменьшается), что обуславливает его высокую электрическую прочность (на примере сравнения с азотом - Рис. 10). При увеличении давления электрическая прочность элегаза возрастает почти пропорционально давлению и может быть выше электрической прочности жидких и некоторых твердых диэлектриков. Однако это преимущество становится недостатком элегаза при низких температурах по причине перехода его в жидкое состояние и потере изоляционных свойств, что определяет дополнительные требования к

температурному режиму элегазового оборудования в эксплуатации. Температура сжижения элегаза при избыточном давлении (давлении заполнения оборудования) 0,3 МПа составляет - 45°C, а при 0,5 МПа она повышается до - 30 °С. Таким образом, наибольшее рабочее давление и, следовательно, наибольший уровень электрической прочности элегаза в изоляционной конструкции ограничиваются возможностью сжижения элегаза при низких температурах. Вариантом повышения надёжности работы электрооборудования при температурах - 40°C и ниже является подогрев элегаза (бак элегазового выключателя во избежание перехода элегаза в жидкое состояние нагревают до плюс 12°C). В неоднородном поле появляются местные перенапряжения электрического поля, которые вызывают коронирующие разряды. Под действием этих разрядов элегаз разлагается, образуя в своей среде низшие фториды (SF_2 , SF_4), вредно действующие на конструкционные материалы коммутационного оборудования. Во избежание разрядов поверхности отдельных металлических деталей коммутационного оборудования выполняются особо гладкими, они не должны иметь загрязнений, шероховатостей и заусенцев.

3.7. Азот

Азот N_2 бесцветный и нетоксичный газ, без запаха и вкуса. Азот, существует в природе как невоспламеняющийся газ при нормальных температурах и давлении. Этот газ несколько легче воздуха, поэтому его концентрация с высотой повышается. При охлаждении до точки кипения он превращается в бесцветную жидкость, которая при определённых давлении и температуре становится твёрдым бесцветным кристаллическим веществом. Азот слабо растворим в воде и большинстве других жидкостей, является плохим проводником электричества и тепла. Большинство использований этого газа объясняется его инертными свойствами. Однако при высоких давлениях и температурах азот реагирует с некоторыми активными металлами, например с литием и магнием, образуя нитриды, а также с некоторыми газами, такими как кислород и водород. При обычных условиях газ без цвета и запаха, встречается в свободном состоянии в воздухе (78% по объёму) и в связанном состоянии в составе природных нитратов. Химическая связь в молекуле азота прочная, энергия диссоциации велика, и он с трудом вступает в химические реакции. Азот используется при конструировании азотной защиты трансформаторного масла силовых трансформаторов.

Содержание лекции:

- 4.1. *Общие вопросы*
- 4.2. *Принцип работы и устройство трансформатора*
- 4.3. *Автотрансформаторы*
- 4.4. *Конструкция трансформатора*
- 4.5. *Изоляция в трансформаторах*
- 4.6. *Потери и коэффициент полезного действия трансформатора*
- 4.7. *Структура условного обозначения типа трансформатора*
- 4.8. *Измерительные трансформаторы*
- 4.9. *Современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения*

4.1. Общие вопросы

Для связи с энергосистемой и потребителями, а также для питания собственных потребителей станции (собственных нужд) на электрических станциях и подстанциях устанавливают повышающие и понижающие трансформаторы. В связи с тем что в сетях энергосистем существует несколько ступеней трансформации, количество трансформаторов и их мощность в несколько раз превышают число и установленную мощность генераторов. Следует заметить, что на каждый установленный киловатт генераторной мощности приходится 7—8 кВ · А трансформаторной мощности, а на вновь вводимый — до 12—15 кВ · А.

На крупных электростанциях для связи двух высших напряжений, как правило, применяются автотрансформаторы, обладающие существенными технико-экономическими преимуществами в сравнении с обычными трансформаторами. Стоимость автотрансформатора, потери энергии при эксплуатации значительно ниже, чем у обычных трансформаторов той же мощности.

На подстанциях 35—750 кВ энергосистем России работает около 2500 силовых трансформаторов и автотрансформаторов общей мощностью более 570 тыс. МВ · А, что почти втрое больше установленной мощности электростанций.

Распределение трансформаторов и автотрансформаторов мощностью 120 МВ · А и более по классам напряжения и их доля в общей мощности представлены в табл. 4.1.

Распределение трансформаторов и автотрансформаторов по классам напряжения и их доля

в общей мощности	
Таблица 4.1 Класс напряжения, кВ	Доля общей мощности, %
110	7
220	36
330	12,5
500	37
750	6
1150	1,5

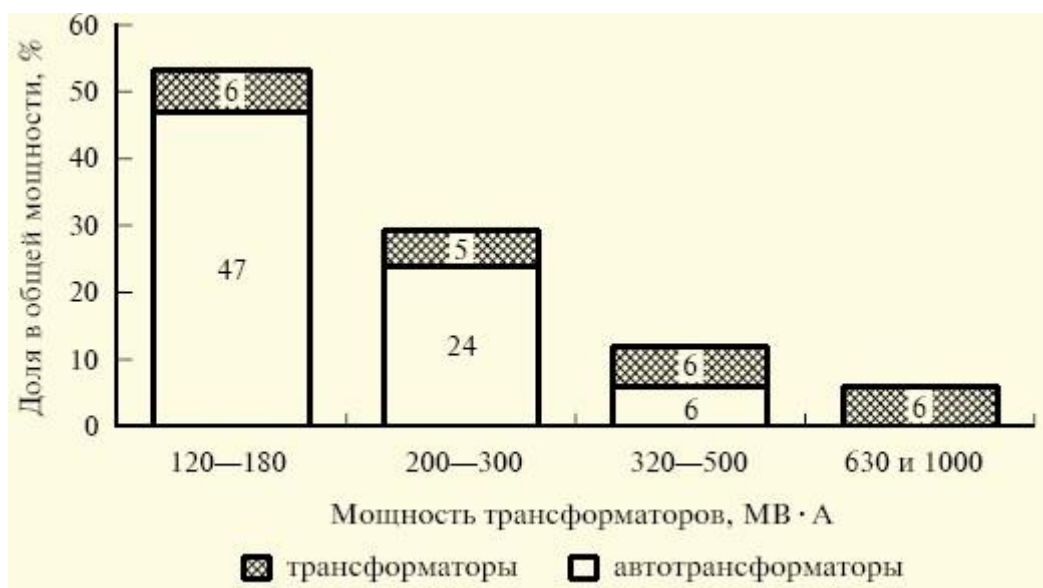


Рис. 4.1. Диаграмма распределения мощности трансформаторов и автотрансформаторов

Напряжение 1150 кВ отечественных трансформаторов является наивысшим в мире.

4.2 Принцип работы и устройство трансформатора

В трансформаторе передача электрической энергии из первичной обмотки во вторичную осуществляется, как и во всех электрических машинах, посредством **магнитного потока Φ** , который является переменным, т.е. изменяющимся во времени.

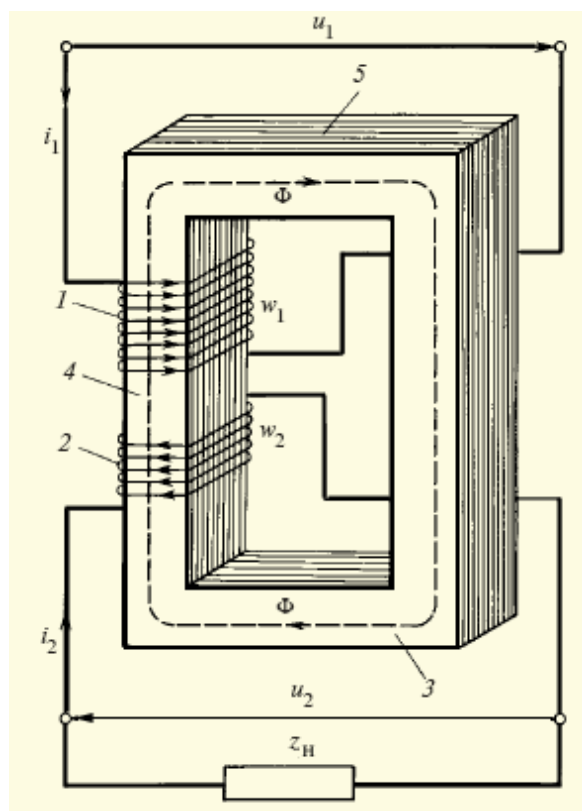


Рис. 4.2. Электромагнитная система однофазного двухобмоточного трансформатора.

1 – первичная обмотка; 2 – вторичная обмотка; 3, 4, 5 – магнитопровод; 4 – стержень магнитопровода; 3, 5 – ярма магнитопровода

В основе работы трансформатора лежит явление **электромагнитной индукции**, в соответствии с которым значение **электродвижущей силы** (ЭДС), наведенной в контуре, пропорционально скорости изменения потока Φ , пронизывающего этот контур. Если в контуре имеется несколько последовательно соединенных витков w , то наведенная в катушке ЭДС будет в w раз больше.

Принцип работы трансформатора рассмотрим на примере простейшего однофазного двухобмоточного трансформатора, электромагнитная система которого представлена на рис. 4.2.

Трансформатор состоит из замкнутого магнитопровода 3 и двух обмоток с числом витков w_1 и w_2 .

Обмотки трансформатора служат для создания магнитного поля, посредством которого осуществляется передача электрической энергии и обеспечивается наведение в обмотках ЭДС, требуемой по условиям эксплуатации. Обмотки выполняют из медных или алюминиевых изолированных проводов круглого или прямоугольного сечения.

Обмотку w_1 трансформатора, к которой подводится электрическая энергия (напряжение u_1), называют **первичной**, а обмотку w_2 , от которой энергия отводится (напряжение u_2), — **вторичной**.

Магнитопровод трансформатора служит для усиления магнитной связи между обмотками и является конструктивным основанием (остовом) для установки и крепления обмоток, отводов и других деталей трансформатора (рис. 4.3).

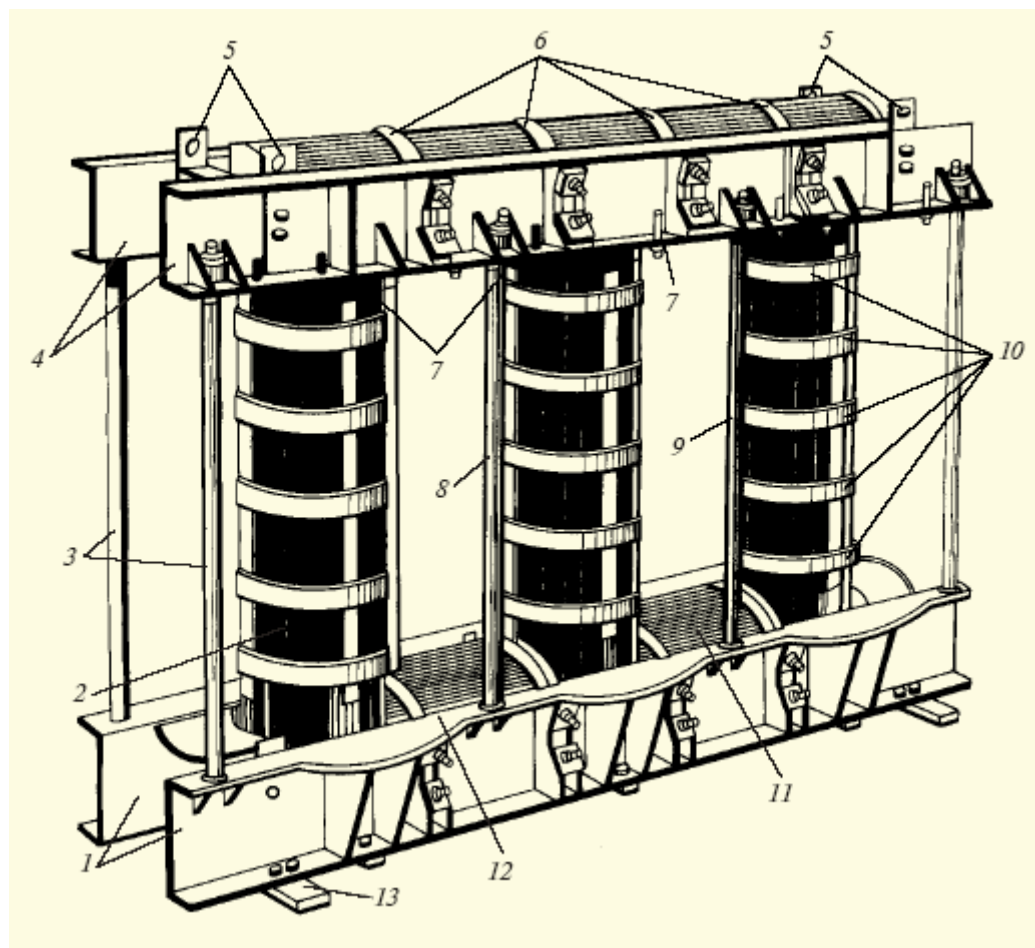


Рис.4.3. Остов трансформатора с пресующими шпильками

1 – нижние ярмовые балки; 2 – стержень магнитопровода; 3 – связующие шпильки с бумажно-бакелитовыми трубками на крайних стержнях; 4 – верхние ярмовые балки; 5 – подъёмные планки; 6 - полубандажи; 7 – винты для подпрессовки обмоток; 8, 9 – стягивающие шпильки между стержнями; 10 – стеклобандажи; 11 – нижнее ярмо; 12 – фасонные полки для опоры обмоток; 13 – стальные опорные пластины

Магнитопровод набирают из изолированных листов специальной электротехнической стали с относительным содержанием кремния до 5 %. Толщину листов выбирают из условий получения приемлемого уровня потерь от индуцированных в них вихревых токов при заданной частоте питающего трансформатор источника переменного тока и технологических условий при производстве магнитопровода. При частоте

50 Гц в современных силовых трансформаторах толщина листов равна 0,27—0,35 мм.

Часть магнитопровода, на которой располагается обмотка, называют **стержнем**, а часть магнитопровода, замыкающая стержни, на которых не располагаются обмотки, называется **ярмом**.

Если первичную обмотку трансформатора при разомкнутой вторичной включить в сеть переменного тока с напряжением u_1 , то по ней потечет ток $i_1 = i_0$, называемый током холостого хода. Обусловленная током i_0 **магнитодвижущая сила** (МДС) первичной обмотки $i_0 w_1$ создает в магнитопроводе трансформатора переменный магнитный поток Φ , который почти полностью, за исключением некоторого рассеяния, сцеплен со всеми витками первичной и вторичной обмоток. Магнитный поток Φ в соответствии с законом электромагнитной индукции наведет в первичной обмотке ЭДС самоиндукции e_1 , значение которой пропорционально числу витков w_1 , а во вторичной обмотке — ЭДС e_2 , пропорциональную числу витков w_2 .

Отношение индуктированных в первичной и вторичной обмотках ЭДС, равное отношению чисел витков этих обмоток, называют **коэффициентом трансформации** $K = e_1/e_2 = w_1/w_2$.

Таким образом, подбирая число витков обмоток, можно при заданном напряжении u_1 , которое примерно равно ЭДС e_1 , получить требуемое выходное напряжение трансформатора $u_2 = e_2$.

Если $u_1 > u_2$ ($w_1 > w_2$), т.е. $K > 1$, трансформатор называют **понижающим**, а при $u_1 < u_2$ ($w_1 < w_2$) — **повышающим**.

При подключении вторичной обмотки к сопротивлению нагрузки Z_n по ней потечет переменный ток i_2 . При этом в первичной обмотке возникнет ток i_1 , который поддерживает магнитный поток постоянным. Вследствие этого обеспечивается равновесие между ЭДС e_1 , наведенной в первичной обмотке, и напряжением в сети u_1 .

Таким образом, при нагрузке трансформатора магнитный поток создается совместным действием магнитодвижущих сил первичной и вторичной обмоток.

При замкнутом магнитопроводе, собранном из пластин электротехнической стали, обладающей небольшим магнитным сопротивлением, МДС первичной обмотки $i_0 w_1$ (при разомкнутой вторичной обмотке) составляет 0,2—3,0 % МДС обмоток при номинальной нагрузке, поэтому можно принять, что $i_1 w_1 = i_2 w_2$. Следовательно, токи, протекающие в первичной и вторичной обмотках, обратно пропорциональны отношению чисел их витков $i_1/i_2 = w_2/w_1$.

Для силовых трансформаторов установлены стандартные обозначения (маркировка) начал и концов (выводов) обмоток.

В однофазном трансформаторе начало и конец обмотки **высшего напряжения** (ВН) обозначается соответственно прописными буквами А и Х, а обмотки **низшего напряжения** (НН) — строчными латинскими буквами а и

х. При наличии третьей обмотки с промежуточным (средним) напряжением (СН) начало и конец обмотки обозначают соответственно A_m и X_m .

В трёхфазном трансформаторе начала и концы обмоток ВН обозначаются соответственно А, В, С и Х, У, Z и т.д.

В трёхфазных трансформаторах обмотки могут быть соединены по схемам «звезда», «треугольник» или «зигзаг», которые соответственно обозначают русскими буквами У и Д и латинской Z. При выводе от нейтрали (общей точки обмоток фаз) у схемы «звезда» или «зигзаг» отвода (ответвления) его обозначают 0, добавляя к буквенным обозначениям схем соединения обмоток индекс «н» (Y_n).

Схемы соединения трёхфазного трансформатора обозначаются в виде дроби, в числителе которой ставят обозначение схемы соединения обмотки ВН, а в знаменателе — НН, например для трансформатора с обмоткой ВН, соединённой по схеме треугольник, а НН — в звезду с выведенной нейтралью обозначение имеет вид Д/ Y_n .

При обслуживании трансформаторов кроме схем соединения необходимо знать взаимное направление ЭДС в обмотках ВН и НН. Если две обмотки 1 и 2 размещены на одном и том же стержне и пронизываются одним и тем же потоком Φ , то при одинаковом направлении намотки и обозначении выводов (концов) (рис. 4.4, а) наведённые ЭДС одинаково направлены (от концов к началам) и, следовательно, совпадают по фазе.

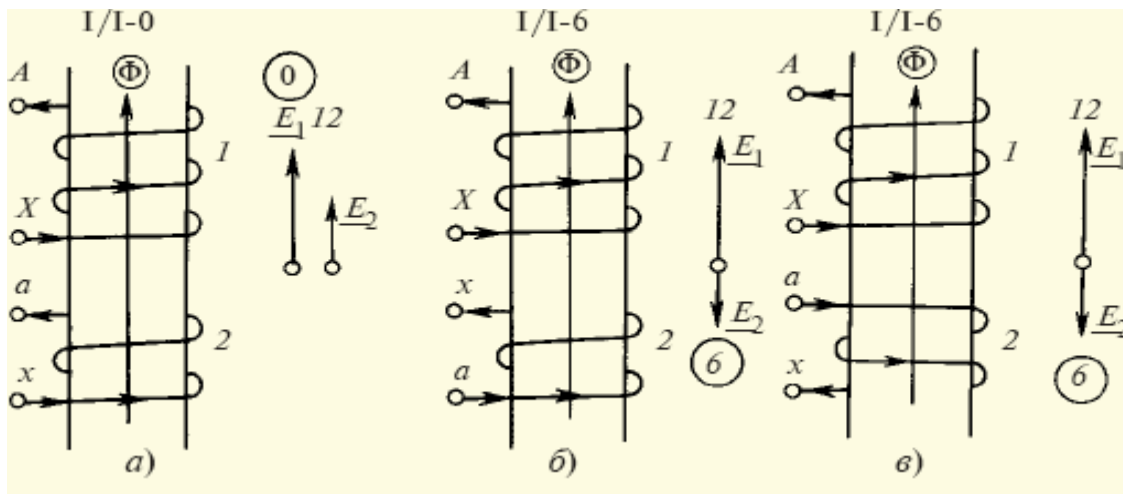


Рис.4.4. Группа соединения однофазных трансформаторов
А – 0; б, в – 6.

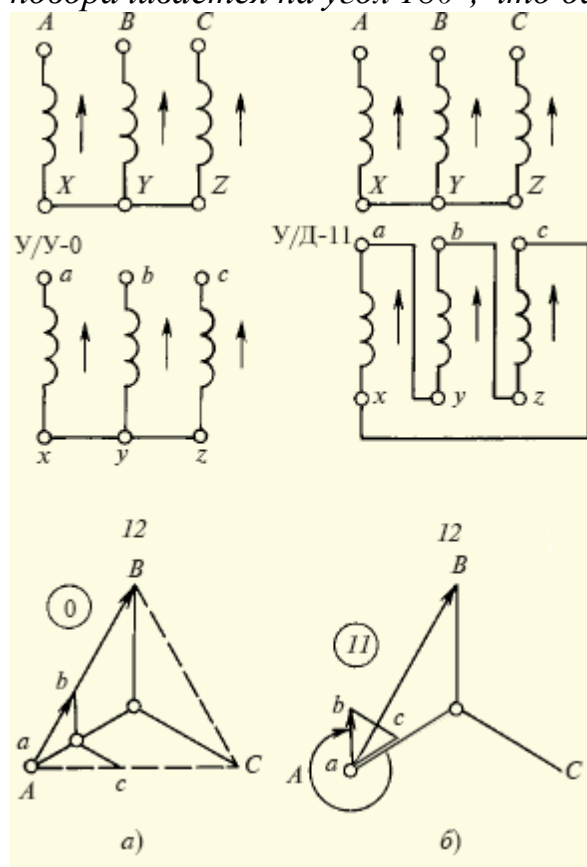
Для характеристики сдвига фаз линейных ЭДС обмоток ВН и НН введено понятие **группы соединения обмоток трансформатора**.

Группа соединения обозначается целым числом, которое получено от деления на 30° угла сдвига между линейными ЭДС на одноименных выводах обмоток ВН и НН трансформатора, причем отсчёт угла производится от вектора ЭДС обмотки ВН по направлению движения часовой стрелки.

На рис. 4.4, а сдвиг между ЭДС E_1 и E_2 обмоток $AХ$ и $ах$ равен нулю, поэтому группа соединений обмоток обозначается как $I/I-0$, где «I» говорит об однофазном варианте трансформатора, при этом ЭДС высшего напряжения E_1 ассоциируется с минутной стрелкой часов и условно направляется на циферблате часов на цифру 12. Часовая стрелка часов представляет собой ЭДС низшего напряжения E_2 и обозначает группу соединения.

Фазовый сдвиг между фазными ЭДС обмоток $ВН$ и $НН$ зависит как от обозначения выводов, так и от направления намотки. При размещении обмоток на одном стержне этот сдвиг может быть равным либо 0 , либо 180° .

На рис. 4.4, б, в при изменении обозначений концов обмотки $НН$ (рис. 4.4, б) или изменении направления намотки обмотки $НН$ (рис. 4.4, в) ЭДС E_2 поворачивается на угол 180° , что даёт группу соединений $I/I-6$.



В трёхфазных трансформаторах схемы соединения $У$, $Д$, $З$ могут образовывать 12 различных групп со сдвигом фаз линейных ЭДС через 30

Рис.4.5. Группы соединений трёхфазных трансформаторов
0(а) и 11(б)

На рис. 4.5 для примера приведены схема соединения обмоток $У/У$ и соответствующая векторная диаграмма для нулевой группы, которая обозначается $У/У-0$ (рис. 4.5, а), а также векторная диаграмма для одиннадцатой группы при соединении обмоток $У/Д$ (обозначение $У/Д-11$) (рис. 4.5, б).

Из всех возможных групп соединения трёхфазных двухобмоточных трансформаторов стандартизировано только две группы: 0 и 11 — с выводом в случае необходимости нулевой точки «звезды» или «зигзага», а для однофазных трансформаторов — только с соединением I/I-0.

Для трансформации трёхфазного тока и напряжения применяют или три однофазных трансформатора (рис. 4.6, а), или один трёхфазный трансформатор (рис. 4.6, б), в котором общий для трёх фаз магнитопровод может быть образован из трёх однофазных.

В самом деле, если три однофазных трансформатора расположить, как показано на рис. 4.7, а, то стержни магнитопроводов, на которых не размещены обмотки, можно конструктивно объединить в один. Учитывая, что в трёхфазной системе сумма фазных токов $I_A + I_B + I_C = 0$, а следовательно, и сумма потоков равна нулю, то надобность в объединённом стержне вообще отпадает. Полученный таким образом магнитопровод (рис. 4.7, б) является пространственным трёхфазным. В реальных конструкциях используют магнитопровод, называемый плоским стержневым трехфазным; он образуется, если у пространственного магнитопровода убрать ярма фазы В и все три стержня расположить в одной плоскости (рис. 4.7, в)

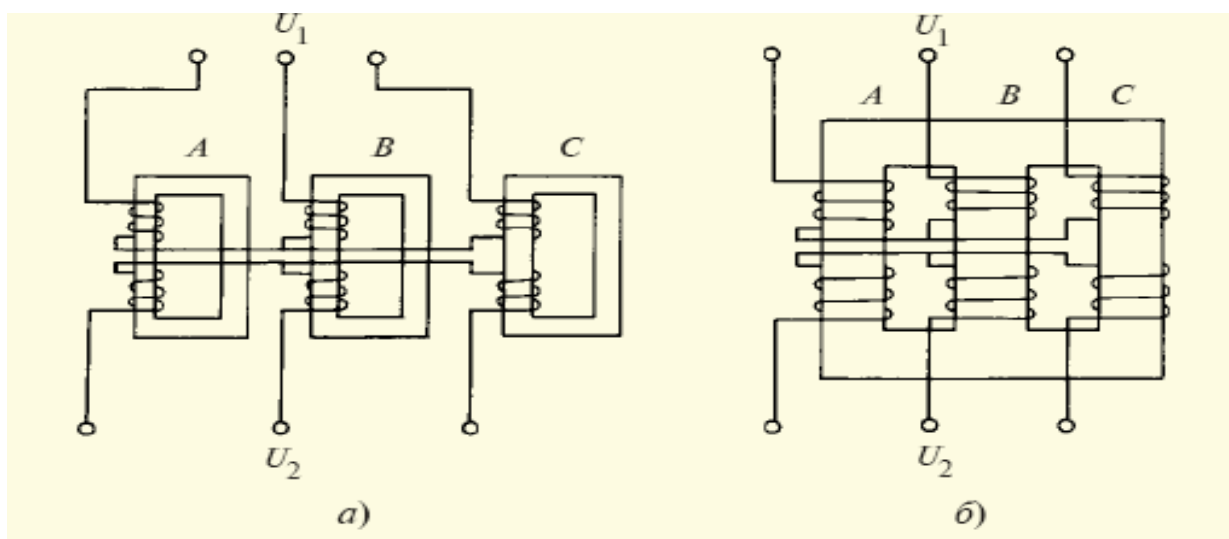


Рис.4.6. Трансформация трёхфазных токов
а– группа однофазных трансформаторов; б – трёхфазных трансформаторов

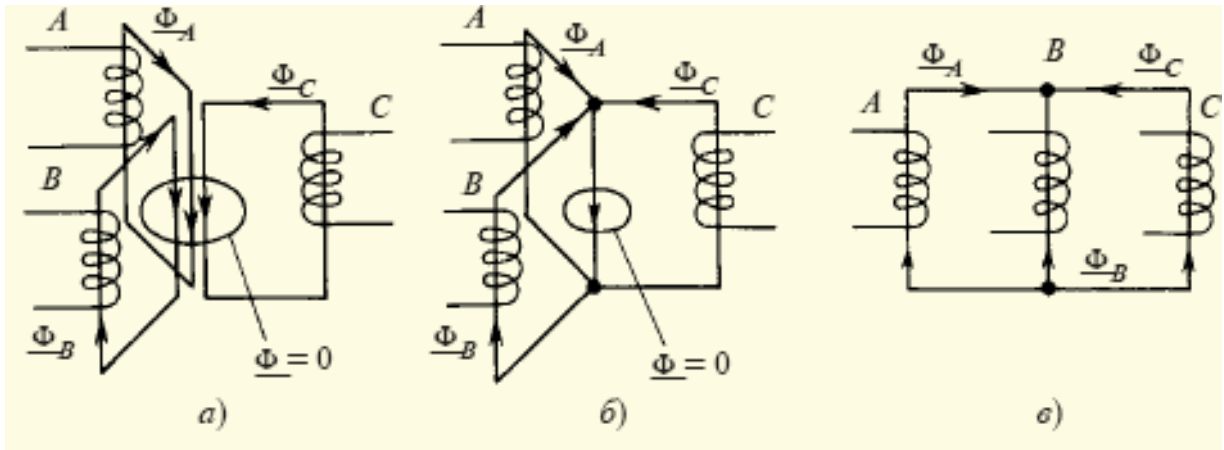


Рис.4.7.Образование пространственного (а,б) и плоского(в) трёхфазного магнитопровода из трёх однофазных.

Трёхфазные трансформаторы с плоскими стержневыми магнитопроводами получили наибольшее распространение, а свойственная им магнитная несимметрия фаз существенного значения при эксплуатации не имеет.

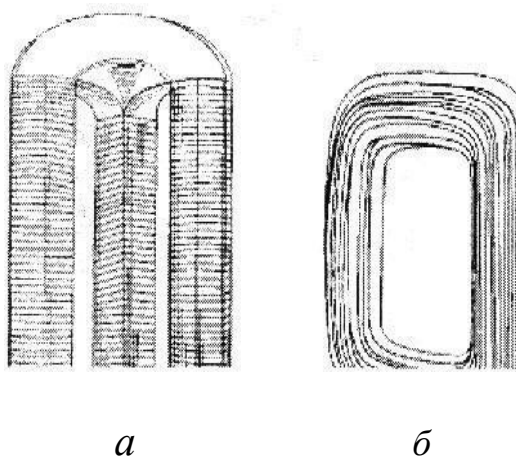


Рис. 4.8. Пространственно ленточный магнитопровод
а – магнитопровод в сборе; б – секция магнитопровода

На рис. 4.8 представлена конструкция пространственного ленточного магнитопровода, состоящего из трех овальных секций, имеющих фасонную форму сечения и навитых из ленты холоднокатаной стали переменной ширины при безотходном раскрое стали и высоком коэффициенте заполнения сечения стержня активной сталью. Обмотки наматываются после сборки системы непосредственно на стержни на специальном стенде.

4.3. Автотрансформаторы

Для передачи электрической энергии с незначительным изменением напряжения и тока применяются автотрансформаторы, у которых, в отличие от обычного трансформатора, обмотки имеют не только

магнитные, но и электрические связи. Автотрансформатор, как и трансформатор, может быть понижающим или повышающим (рис. 4.9).

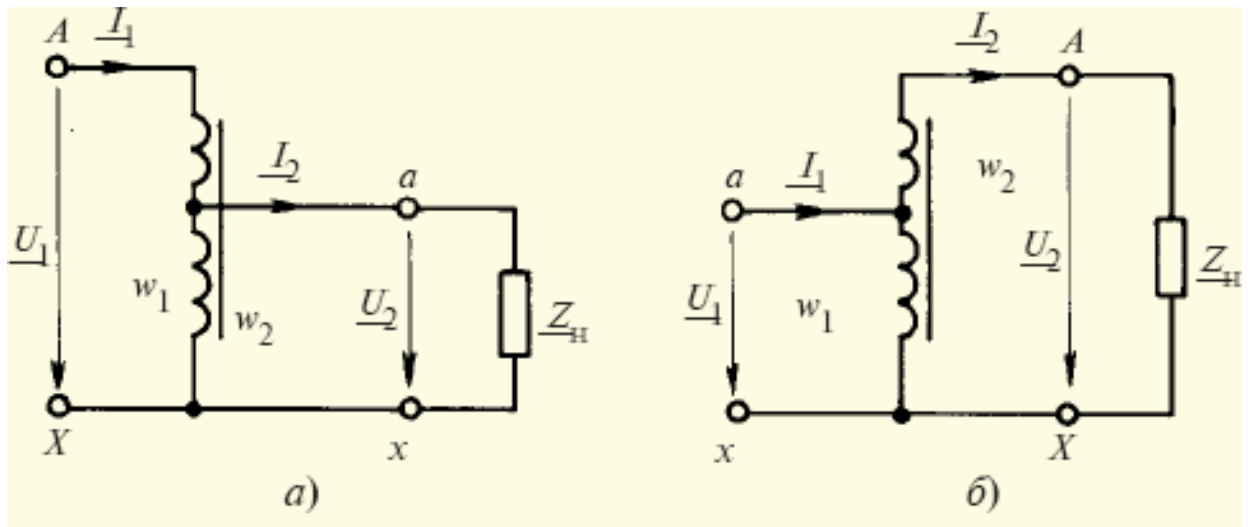


Рис. 4.9. Однофазный понижающий (а) и повышающий (б) автотрансформаторы

Электромагнитная (расчётная) мощность автотрансформатора меньше расчётной мощности двухобмоточного трансформатора вследствие того, что часть мощности передаётся во вторичную сеть за счёт непосредственной электрической связи обмоток. За счёт уменьшения массы металла обмоток и стали магнитопровода КПД автотрансформатора выше по сравнению с трансформатором такой же номинальной мощности. К числу недостатков автотрансформаторов, ограничивающих их применение, относится усложнение их релейной защиты и регулирования напряжения, а также повышенная опасность атмосферных перенапряжений из-за электрической связи обмоток. Автотрансформатор имеет, кроме того, повышенные токи короткого замыкания. Автотрансформаторы используются для соединения электрических сетей высокого напряжения, пуска двигателей переменного тока большой мощности и т.д.

4.4. Конструкция трансформатора

Трансформатор кроме **активной части** — магнитопровода и обмоток — включает и конструктивную часть (рис. 4.10).

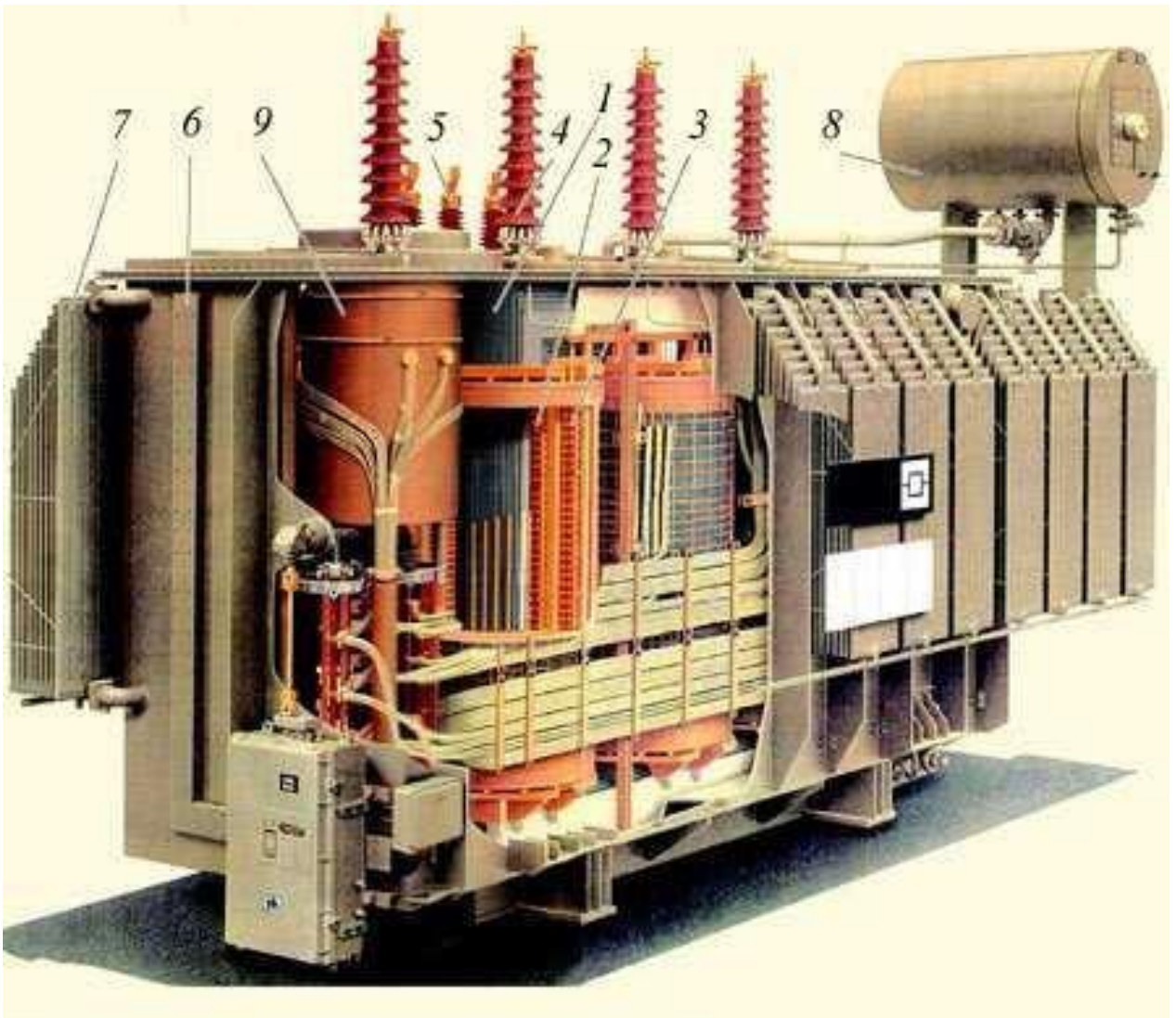
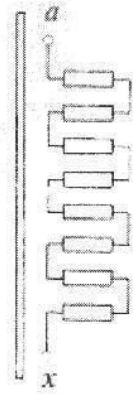
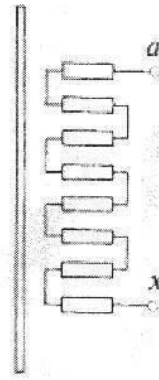
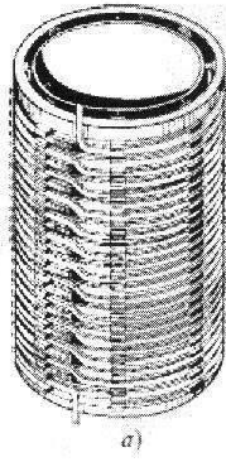
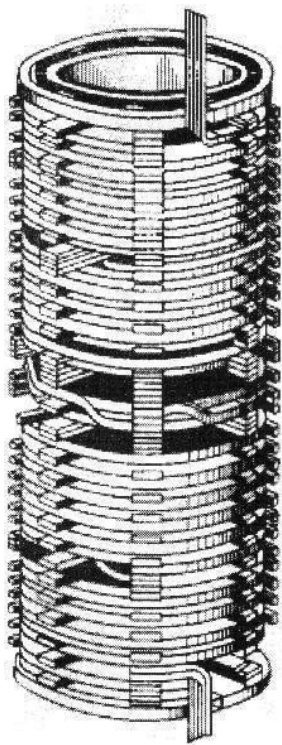


Рис. 4.10. Трёхфазный трансформатор

1 – магнитопровод; 2 – обмотка низкого напряжения НН; 3 – обмотка высокого напряжения ВН; 4 – ввод ВН; 5 – ввод НН; 6 – бак; 7 – радиаторы; 8 – расширитель; 9 – переключатель обмотки ВН

*В мощных силовых трансформаторах в качестве обмоток низшего напряжения в основном применяют **винтовые обмотки** (рис. 4.11). Они могут иметь от 4 до 20 (и более) параллельных проводов.*



a)

b)

c)

Рис. 4.11. Винтовая обмотка

Рис. 4.12. Непрерывная обмотка.

а - общий вид ; б, в - расположение концов непрерывной обмотки при чётном числе катушек

В качестве обмоток высшего и низшего напряжения широко используются **непрерывные катушечные обмотки** ввиду их большой механической прочности и надежности (рис. 4.12).

В тех случаях, когда затруднительно выполнить обмотку непрерывной (по условиям сборки или изоляции обмоток), применяется дисковая обмотка, собираемая из комплекта отдельно намотанных двойных катушек.

Обмотку выполняют дисковой, если ее катушки имеют дополнительную изоляцию для всех витков катушки

В трансформаторах классов напряжения 150 кВ и выше применяют **переплетенные обмотки**. Схема соединения витков переплетенной обмотки представлена на рис. 4.13. В процессе намотки обеспечивается переплетение витков соседних катушек, что приводит к равномерному емкостному распределению напряжения.

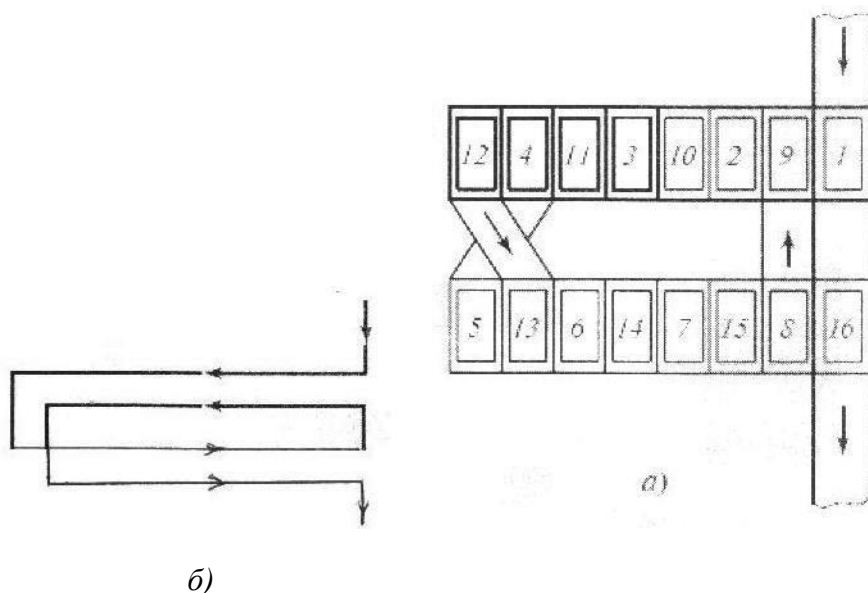


Рис. 4.13. Расположение витков в паре соседних катушек переплетённой обмотки (а) в витках (б)

Соединение различных частей обмоток между собой, с вводами и переключателями называют **отводами** трансформатора. При работе

трансформатора, а также при испытаниях отдельные части (обмотки, отводы и др.) находятся под высоким напряжением относительно магнитопровода, бака, крышки и других заземленных частей. При этом должна быть обеспечена электрическая прочность всей конструкции трансформатора. Изоляционные детали выполняют из различных твердых электроизолирующих материалов - электроизоляционного картона, бумаги, дерева и т.п. Кроме того, для изоляции большинства силовых трансформаторов используются жидкие электроизоляционные материалы, главным образом трансформаторное (минеральное) масло. При эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменения их коэффициента трансформации — **регулирования напряжения**, которое обеспечивается либо при отключенном от сети трансформаторе, осуществляемом переключателями без возбуждения (ПБВ) для подсоединения к различным отпайкам обмотки, либо регулированием под нагрузкой (РПН), которое осуществляется при помощи специальной аппаратуры, состоящей из переключателя (избирателя отпайек), контактора, приводного механизма и других элементов (для отсоединения и присоединения выбранной отпайки при номинальном токе обмотки). Устройство для регулирования напряжения представляет собой самостоятельный конструктивный узел, устанавливаемый на трансформаторе. Для присоединения обмоток к сети служат **вводы**, состоящие из токоведущей части, фарфоровой оболочки и опорного фланца. Вводы устанавливаются на крышке или стенке бака. При этом нижняя их часть находится внутри бака трансформатора в масле, а верхняя — вне бака в воздухе. Активная часть с отводами и переключающим устройством помещается в **бак**, служащий резервуаром для трансформаторного масла. Крышку бака используют для установки вводов, крепления **расширителя**, термометров, переключающего устройства (ПБВ) и других конструктивных деталей. **Расширитель** служит для компенсации колебаний уровня масла при всех возможных в эксплуатации колебаниях температуры и предохраняет масло в баке от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом. На стенке бака укрепляют охлаждающие устройства трансформатора — **радиаторы** или **охладители**, контакторы устройства регулирования напряжения под нагрузкой и т.п. В некоторых конструкциях радиаторы устанавливают на отдельном фундаменте рядом с трансформатором.

4.5. Изоляция в трансформаторах

Изоляция в трансформаторах определяет срок его службы. Она обеспечивается правильным выбором соответствующих изоляционных промежутков, которые могут выполнять в трансформаторе роль охлаждающих каналов. Изоляция в трансформаторах должна без повреждений выдерживать электрические, тепловые, механические и другие воздействия, которым она подвергается в процессе эксплуатации.

Трансформатор постоянно находится в процессе эксплуатации во включенном состоянии, и на его изоляцию длительно воздействует электрическое поле, соответствующее номинальному рабочему напряжению. Это воздействие изоляция должна выдерживать неограниченно длительное время. При работе трансформатора в энергосистеме возможны кратковременные повышения напряжения (перенапряжения), возникающие вследствие нормальных коммутационных процессов в сети (включение и отключение больших мощностей) или процессов аварийного характера, а также импульсные волны перенапряжения, возникающие из-за грозových атмосферных разрядов. Обмотки трансформатора и все его токоведущие части при работе нагреваются. Воздействие высоких температур приводит к старению изоляции, вследствие чего она теряет эластичность, становится хрупкой, снижается ее электрическая прочность. В правильно спроектированном трансформаторе и при правильной эксплуатации изоляция может служить 20—25 лет и более. Теплостойкость изоляции, позволяющая обеспечить безаварийную работу трансформатора, достигается применением изоляционных материалов соответствующего класса, а также конструкцией обмоток и деталей изоляции, обеспечивающей их нормальное охлаждение.

В результате контакта изоляции со средой, охлаждающей обмотку (трансформаторным маслом или другим заполнителем), возможны неблагоприятные воздействия на нее, особенно при наличии в изоляции посторонних примесей, в частности влаги. Поэтому одной из важнейших технологических операций обработки изоляции является вакуумная сушка трансформатора после окончания сборки перед заливкой трансформатора маслом, а также защита от увлажнения при эксплуатации.

Электрическая прочность изоляции — один из основных показателей, определяющих пригодность трансформатора к эксплуатации. Требование электрической прочности состоит в том, что трансформатор должен выдерживать неограниченно длительное воздействие напряжения промышленной частоты и импульсные перенапряжения, которые могут превышать рабочее напряжение в несколько раз.

Проверка электрической прочности изоляции осуществляется в процессе испытаний, включающих, в частности, испытания напряжением промышленной частоты, а также импульсные испытания, имеющие целью проверку прочности в условиях эксплуатации при перенапряжениях, вызываемых атмосферными перенапряжениями. (Нормы и методы испытаний, формы и амплитуды испытательных напряжений устанавливаются соответствующими стандартами.) Трансформаторы классов напряжения 150 кВ и выше проходят испытания при длительных (0,5—1 ч) приложениях напряжения промышленной частоты (1,3—1,5 номинального напряжения) при одновременном измерении уровня частичных разрядов в изоляции. Эти испытания имеют целью выявить частичные

повреждения в изоляции, которые могут возникнуть в процессе испытаний, а также дефекты изоляции, которые не выявлены при испытании напряжением промышленной частоты.

Уровень перенапряжения на зажимах обмоток трансформатора определяется степенью электрической защиты, осуществляемой разрядниками (или другими видами защиты, например ОПН), а также тем, заземлена или изолирована нейтраль электрической сети, в которой работает трансформатор

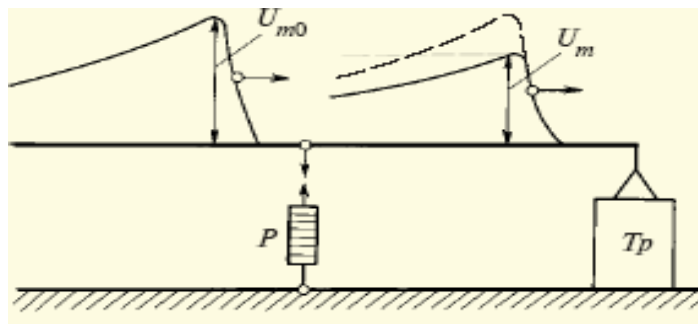


Рис. 4.14 Воздействие на трансформатор волны перенапряжения

На рис. 4.14 приведена схема защиты трансформатора при воздействии перенапряжения атмосферного характера. Для снижения перенапряжения трансформатор защищают разрядниками P , которые пробиваются при напряжении U_{m0} . Таким образом, если до разрядника волна имеет большую амплитуду, то после разрядника напряжение, достигающее обмотки трансформатора T_p , оказывается сниженным до U_m . Перенапряжения распространяются вдоль линии электропередачи со скоростью, близкой к скорости света. Воздействие волны перенапряжения может быть представлено как колебательный процесс весьма высокой частоты. В этом случае можно считать, что токи не протекают по виткам катушки вследствие их большого индуктивного сопротивления. Ток протекает только по емкостным сопротивлениям, обусловленным емкостными связями между элементами обмоток (продольные емкости C'_d) и между элементами обмоток и заземленными частями (поперечные емкости C'_q) (рис. 4.15). Следовательно, в первый момент для набегавшей волны трансформатор является некоторой емкостью, называемой входной.

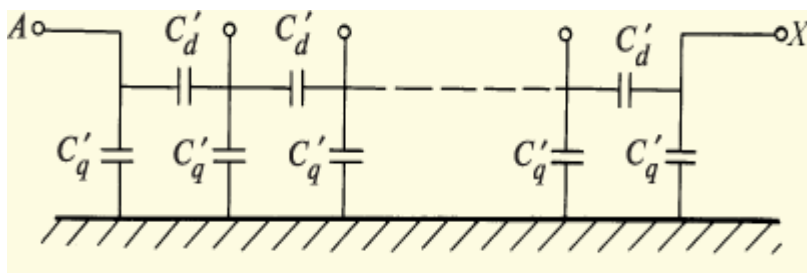


Рис. 4.15. Ёмкостная цепь обмотки

При переходе волны напряжения из цепи с меньшим волновым сопротивлением (линия) в цепь с большим сопротивлением (трансформатор) напряжение на зажимах трансформатора увеличивается и в пределе повышается до двукратного значения $2U_m$ ее амплитуды. При заземленном конце X обмотки ($U_x = 0$) начальное распределение напряжения (при $t = 0$) весьма неравномерно. Конечное распределение напряжения (при $t = \infty$) в этом случае будет линейным.

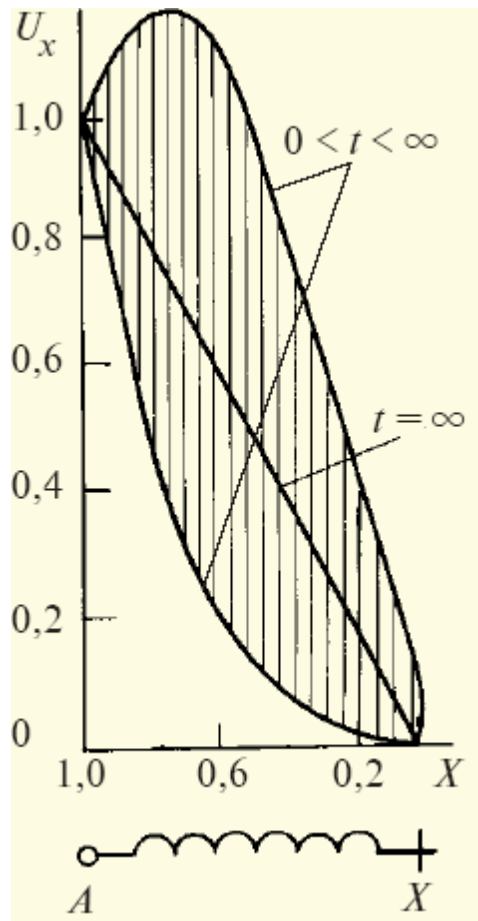


Рис. 4.16. Распределение напряжения вдоль обмотки с заземлённым концом в переходном режиме.

Процесс проникновения волны в обмотку представляет собой переходный процесс от начального распределения к конечному (при $t = \infty$) и носит колебательный характер. Колебания постепенно затухают вследствие потерь в активных сопротивлениях. На рис. 4.16 показаны огибающие максимальных напряжений, возникающих в процессе колебаний в различных элементах по длине обмотки.

Вследствие колебательного процесса потенциалы отдельных точек обмотки могут оказаться больше амплитуды волны; перенапряжения вдоль обмотки (между соседними катушками и витками) могут значительно превышать рабочее напряжение.

Для защиты трансформатора от перенапряжений необходимо не допускать воздействий на него напряжений с амплитудой, превышающей значение, установленное для данного класса напряжения обмотки. Это условие обеспечивается правильным выбором трассы линий электропередач, исключаяющей районы, особо подверженные грозам, а также защитой трансформаторных подстанций заземленными тросами и разрядниками. Одним из мероприятий для выравнивания начального распределения напряжения и сближения его с конечным является применение емкостных колец — электростатических экранов в виде разомкнутых шайбообразных колец.

В современных трансформаторах для защиты обмоток от импульсных перенапряжений используют в сочетании с емкостными кольцами переплетенные катушечные обмотки. Переплетением проводов соседних витков и катушек достигается увеличение продольной емкости C_d , что приводит к равномерному начальному распределению напряжения. Для напряжения 110 кВ и выше может быть использована многослойная цилиндрическая экранированная обмотка, схематически показанная на рис. 4.17.

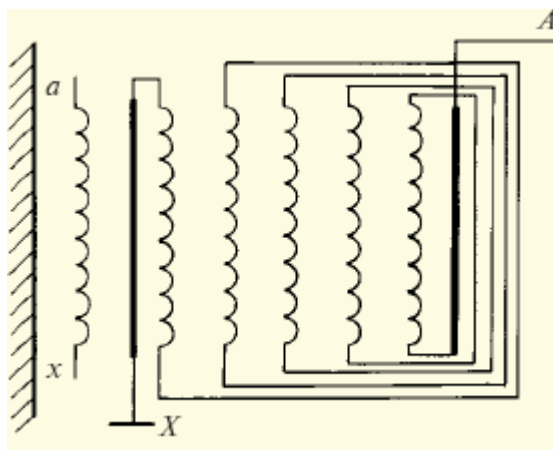


Рис. 4.17. Схема соединения многослойной экранированной обмотки. Для выравнивания начального распределения напряжения вдоль обмотки применяют электростатические экраны, которые размещают у начального A и нейтрального X концов обмотки (см. рис. 4.17) (благодаря большой поверхности слоев и близкому их расположению емкости между слоями больше, чем емкость на землю). Начальное распределение напряжения в этом случае получается близким к конечному. Главная изоляция силовых масляных трансформаторов (изоляция между обмотками разных напряжений и между обмотками и заземленными частями) имеет следующее исполнение:

- 1) маслобумажная барьерная изоляция, образующаяся при пропитке трансформаторным маслом бумажной изоляции обмоток и электроизоляционного картона и заполнении маслом изоляционных промежутков между элементами обмоток, остовом и баком;

- 2) бумажно-масляная, состоящая из бумаги, пропитанной маслом, которая является одним из перспективных видов изоляции, так как дает возможность значительно сократить изоляционные расстояния, что позволяет в итоге уменьшить массу и габариты активной части и трансформатора в целом (однако процесс изготовления обмоток с бумажно-масляной изоляцией значительно сложнее).

4.6. Потери и коэффициент полезного действия трансформатора

Важной величиной, характеризующей экономичность работы трансформатора, является **коэффициент полезного действия** (КПД), равный отношению активной мощности, отдаваемой трансформатором во вторичную сеть P_2 , к активной мощности P_1 , потребляемой из сети:

$$\eta = P_2 / P_1$$

Первичная активная мощность определяется суммой, которая включает активную мощность P_2 , магнитные потери P_m (потери в стали), электрические потери в первичной и вторичной обмотках $P_{\Sigma 1}$, $P_{\Sigma 2}$:

$$P_1 = P_2 + P_m + P_{\Sigma 1} + P_{\Sigma 2}$$

современных силовых трансформаторах КПД достигает 0,98—0,995, причем максимальные значения КПД получаются при $(0,45—0,65)P_{2ном}$. Такая нагрузка обычно соответствует средней нагрузке при эксплуатации трансформатора. Отметим, что в диапазоне нагрузок $(0,4—1,5)P_{2ном}$ КПД трансформатора изменяется относительно мало.

4.7. Структура условного обозначения типа трансформатора

Буквенная часть условного обозначения содержит обозначения в следующем порядке:

- А — автотрансформатор;
- О или Т — одно- или трехфазный трансформатор;
- Р — расщепленная обмотка НН.

Условное обозначение видов охлаждения:

- а) масляные трансформаторы:
 - ✓ М — естественная циркуляция воздуха и масла;
 - ✓ Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;
 - ✓ МЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла;
 - ✓ НМЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла;
 - ✓ ДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;
 - ✓ НДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла;
 - ✓ Ц — принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а

- масло — в межтрубном пространстве, разделенном перегородками);*
- ✓ *НЦ — принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла;*
 - *б) трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком:*
 - ✓ *Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком;*
 - ✓ *НД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха;*
 - ✓ *ННД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и направленным потоком жидкого диэлектрика;*
 - *в) сухие трансформаторы:*
 - ✓ *С — естественное воздушное при открытом исполнении;*
 - ✓ *СЗ — естественное воздушное при защищенном исполнении;*
 - ✓ *СГ — естественное воздушное при герметичном исполнении;*
 - ✓ *СД — воздушное с принудительной циркуляцией воздуха;*
 - ✓ *З — исполнение трансформатора с естественным масляным охлаждением или с охлаждением негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;*
 - ✓ *Т — трехобмоточный трансформатор;*
 - ✓ *Н — трансформатор с РПН (с регулированием напряжения под нагрузкой);*
 - ✓ *С — исполнение трансформатора собственных нужд электростанции;*
 - ✓ *Л — трансформатор с литой изоляцией.*

Примеры условных обозначений:

- *трансформатора трехфазного, сухого, с естественным воздушным охлаждением, при защищенном исполнении, двухобмоточного, мощностью 100 кВА, напряжением 10 кВ, исполнения У, категории 3 по ГОСТ 15150-69: ТСЗ-100/10-У3;*
- *трансформатора трехфазного, масляного, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, двухобмоточного, с расщепленной обмоткой НН, регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 32 000 кВА, напряжением 110 кВ, исполнения У, категории 1 по ГОСТ 15150-69: ТРДН-32 000/110-У1.*

4.8. Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы используют, главным образом, для подключения электроизмерительных приборов к цепи переменного тока высокого напряжения. При этом электроизмерительные приборы оказываются изолированными от цепей высокого напряжения, что обеспечивает

безопасность работы обслуживающего персонала. Кроме того, измерительные трансформаторы дают возможность расширять пределы измерения приборов, т.е. измерять большие токи и напряжения с помощью сравнительно несложных приборов, рассчитанных для измерения малых токов и напряжений. В ряде случаев измерительные трансформаторы служат для подключения к цепям высокого напряжения обмоток реле, обеспечивающих защиту электроустановок от аварийных режимов.

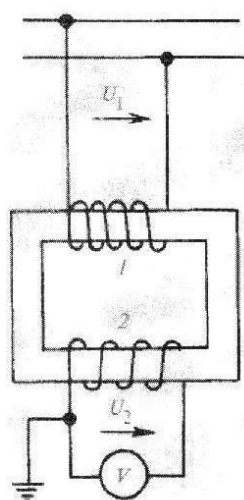
Измерительные трансформаторы подразделяют на два типа — **трансформаторы напряжения** и **трансформаторы тока**. Трансформаторы напряжения служат для включения вольтметров, а также других приборов, реагирующих на значение напряжения (например, катушек напряжения ваттметров, счетчиков, фазометров и различных реле). Вторые служат для включения амперметров и токовых катушек указанных приборов. Измерительные трансформаторы изготовляют мощностью от пяти до нескольких сотен вольт-ампер; они рассчитаны для совместной работы со стандартными приборами (амперметрами на 1; 2; 2,5 и 5 А, вольтметрами на 100 и 100 В).

Трансформатор напряжения выполняют в виде двухобмоточного понижающего трансформатора (рис. 4.18). Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала вторичную обмотку тщательно изолируют от первичной и заземляют. Условное обозначение трансформатора напряжения такое же, как двухобмоточного трансформатора.

Так как сопротивления обмоток вольтметров и других приборов, подключаемых к трансформатору напряжения, велики, то он практически работает в режиме холостого хода. В этом режиме можно с достаточной степенью точности считать, что

$$U_1 = U_2 K,$$

где K — коэффициент трансформации.

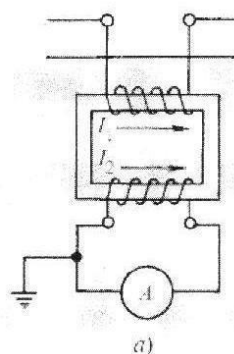


4.18. Схема включения
(а)

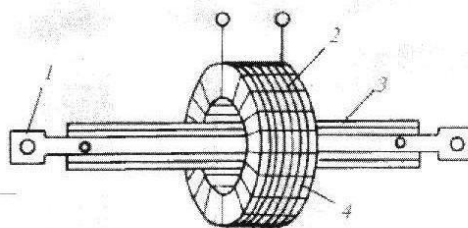
трансформатора напряжения:

1 – первичная обмотка;

2 – вторичная обмотка



а)



б)

4.19. Схема включения трансформатора тока

и общий вид трансформатора тока (б)

1 – медный стержень (первичная обмотка);

2 – вторичная обмотка;

3 – магнитопровод

Трансформатор тока выполняют в виде двухобмоточного повышающего трансформатора (рис. 4.19, а) или в виде проходного трансформатора, у которого первичной обмоткой служит провод, проходящий через окно магнитопровода. В некоторых конструкциях магнитопровод и вторичная обмотка смонтированы на проходном изоляторе, служащем для ввода высокого напряжения в силовой трансформатор или другую электрическую установку. Первичной обмоткой трансформатора служит медный стержень, проходящий внутри изолятора (рис. 4.19, б).

Сопротивления обмоток амперметров и других приборов, подключаемых к трансформатору тока, обычно малы. Поэтому он практически работает в режиме короткого замыкания, при котором ток I_1 во много раз больше тока холостого хода I_0 , и с достаточной степенью точности можно считать, что

$$I_1 = I_2 / K$$

В действительности из-за наличия тока холостого хода в рассматриваемом трансформаторе между векторами этих токов первичной и вторичной обмоток имеется некоторый угол, отличный от 180° что создает относительную токовую (амплитудную) и угловую погрешность.

В зависимости от значения допускаемых погрешностей трансформаторы тока подразделяют на пять классов точности: стационарные — на классы

0,2; 0,5; 1; 3 и 10; лабораторные — на классы 0,01; 0,02; 0,05; 0,1; 0,2. Приведенные цифры соответствуют допускаемой для данного класса токовой погрешности при номинальном значении тока.

4.9. Современное состояние, тенденции развития

трансформаторостроения

В электрических сетях России эксплуатируются трансформаторы напряжением от 6 до 1150 кВ и номинальной мощностью от 5 кВ · А до 1200 МВ · А; общая мощность установленных силовых трансформаторов к 2000 г. составила более 570 ГВ · А. Основная часть силовых трансформаторов имеет маслобумажную изоляцию с естественной или направленной циркуляцией масла. В пожароопасных зонах используются трансформаторы с сухой (полимерной) изоляцией и воздушным охлаждением, а также с элегазовой изоляцией. В последнее время разработаны трансформаторы с обмотками кабельного типа, имеющие полиэтиленовую изоляцию. Большие мощности трансформаторов и их выполнение на сверхвысокие напряжения определяют значительные напряженности электрического и магнитного полей при использовании активных материалов, а также значительные механические воздействия при коротких замыканиях в сети. Поэтому при эксплуатации трансформаторного оборудования необходимыми являются жесткий контроль за тепловым режимом работы (для предупреждения износа изоляции вследствие старения при повышенных нагревах), периодическая подпрессовка обмоток, тщательная защита масла от увлажнения. Направления совершенствования силовых трансформаторов характеризуются изменением ряда технических показателей и совершенствованием элементов конструкции. Одна из существенных задач — уменьшение потерь энергии в трансформаторах, т.е. потерь холостого хода и короткого замыкания.

Уменьшение потерь холостого хода (магнитных потерь) может быть достигнуто при использовании холоднокатаной электротехнической стали с содержанием кремния 3 % и выше, имеющей изотропию магнитных свойств (т.е. одинаковые свойства независимо от направления проката) и сниженные удельные потери при толщине листа 0,23; 0,18 и 0,15 мм. Сокращение расхода изоляционных материалов, трансформаторного масла, массы обмоток и металла, используемого на изготовление баков и систем охлаждения трансформаторов, может быть достигнуто **уменьшением изоляционных расстояний** на основе новых технологий и применения новых средств защиты от перенапряжений. Значительный эффект для экономии конструктивных материалов дает **применение форсированного охлаждения с направленной циркуляцией масла** в каналах обмоток и эффективных охладителях.

Для обеспечения экономичной работы сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителям, т.е. для поддержания постоянства

напряжения, возникает необходимость в расширении выпуска трансформаторов *с регулированием напряжения под нагрузкой* (РПН). Разработанные в трансформаторостроении методы исследования поля рассеяния трансформаторов и создание точных методов анализа распределения поля рассеяния и вызываемых ими электродинамических сил, действующих на обмотки при коротком замыкании, позволяют обеспечить электродинамическую стойкость и надежность силовых трансформаторов мощностью 250—1000 МВ · А и более.

Исследование поля рассеяния трансформаторов имеет целью также обеспечить определенную организацию и локализацию этого поля за счет рационального размещения обмоток и применения магнитных экранов, что позволяет существенно уменьшить добавочные потери в обмотках и конструктивных деталях трансформатора — стенках бака, прессованных деталях обмоток и остова. Создание программ расчета электрического поля обмоток позволяет разрабатывать конструкцию изоляции обмоток трансформаторов напряжением 35—1150 кВ с учетом воздействия импульсных перенапряжений, не обращаясь к достаточно дорогим методам исследования натуральных моделей.

Лекция № 5. Коммутационные и защитные аппараты высокого напряжения.

Содержание лекции:

- 5.1. Назначение и классификация аппаратов
 - 5.2. Условия работы аппаратов высокого напряжения и общие требования, предъявляемые к ним
 - 5.3. Выключатели высокого напряжения
 - 5.3.1. Воздушные выключатели
-

5.3.2. Элегазовые выключатели

5.3.3. Масляные выключатели

5.3.4. Электромагнитные выключатели

5.3.5. Вакуумные выключатели

5.4. Разъединители, отделители, короткозамыкатели

5.5. Защитные и токоограничивающие аппараты

5.1. Назначение и классификация аппаратов

По функциональному признаку электрические **аппараты высокого напряжения** (АВН) подразделяются на следующие виды:

- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители);
 - защитные и ограничивающие аппараты (предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);
 - комплектные распределительные устройства (КРУ).
 - Коммутационные аппараты используются для формирования необходимых схем передачи энергии от ее источника (электростанции) к потребителю.

Рассмотрим наиболее важные аппараты.

Выключатели предназначены для оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах, т.е. выполнения операций включения и отключения отдельных цепей при ручном или автоматическом управлении. Во включённом состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включённое состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключённое, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Коммутация цепи, осуществляемая при переключении выключателя из одного положения в другое, производится нерегулярно, время от времени, а выполнение им специфических требований по отключению возникающего в цепи короткого замыкания чрезвычайно редко. Выключатели должны надёжно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в

неподвижном состоянии. Отсюда следует, что они должны иметь очень высокий коэффициент готовности: при малой продолжительности процессов коммутации (несколько минут в год) должна быть обеспечена постоянная готовность к осуществлению коммутаций.

Секционные выключатели применяются в сборных шинах. В распределительных устройствах (РУ) электростанций секционные выключатели при нормальной работе обычно замкнуты. Они должны автоматически отключаться только при повреждении в зоне сборных шин. Вместе с ними должны отключаться и другие выключатели повреждённой секции. Таким образом, повреждённая секция РУ будет отключена, а остальная часть останется в работе.

Разъединители применяются для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем, для переключения РУ с одной ветви на другую, а также для отделения на время ревизии или ремонта силового электротехнического оборудования и создания безопасных условий от смежных частей линии, находящихся под напряжением. Разъединители способны размыкать электрическую цепь только при отсутствии в ней тока или при весьма малом токе. В отличие от выключателей разъединители в отключённом состоянии образуют видимый разрыв цепи. После отключения разъединителей с обеих сторон объекта, например выключателя или трансформатора, они должны заземляться с обеих сторон либо при помощи переносных заземлителей, либо специальных заземляющих ножей, встраиваемых в конструкцию разъединителя.

Отделитель служит для отключения обесточенной цепи высокого напряжения за малое время (не более 0,1 с). Он подобен разъединителю, но снабжён быстродействующим приводом.

Короткозамыкатель служит для создания искусственного короткого замыкания (КЗ) в цепи высокого напряжения. Конструкция его подобна конструкции заземляющего устройства разъединителя, но снабжённого быстродействующим приводом. Короткозамыкатели и отделители устанавливаются на стороне высшего напряжения РУ малоответственных потребителей, когда в целях экономии площади и стоимости РУ выключатели предусмотрены только на стороне низшего напряжения.

Ограничивающие аппараты подразделяются на аппараты ограничения тока и напряжения. К токоограничивающим аппаратам относятся предохранители и реакторы высокого напряжения. Плавкие предохранители

предназначены для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения, воздушных и кабельных линий, конденсаторов.

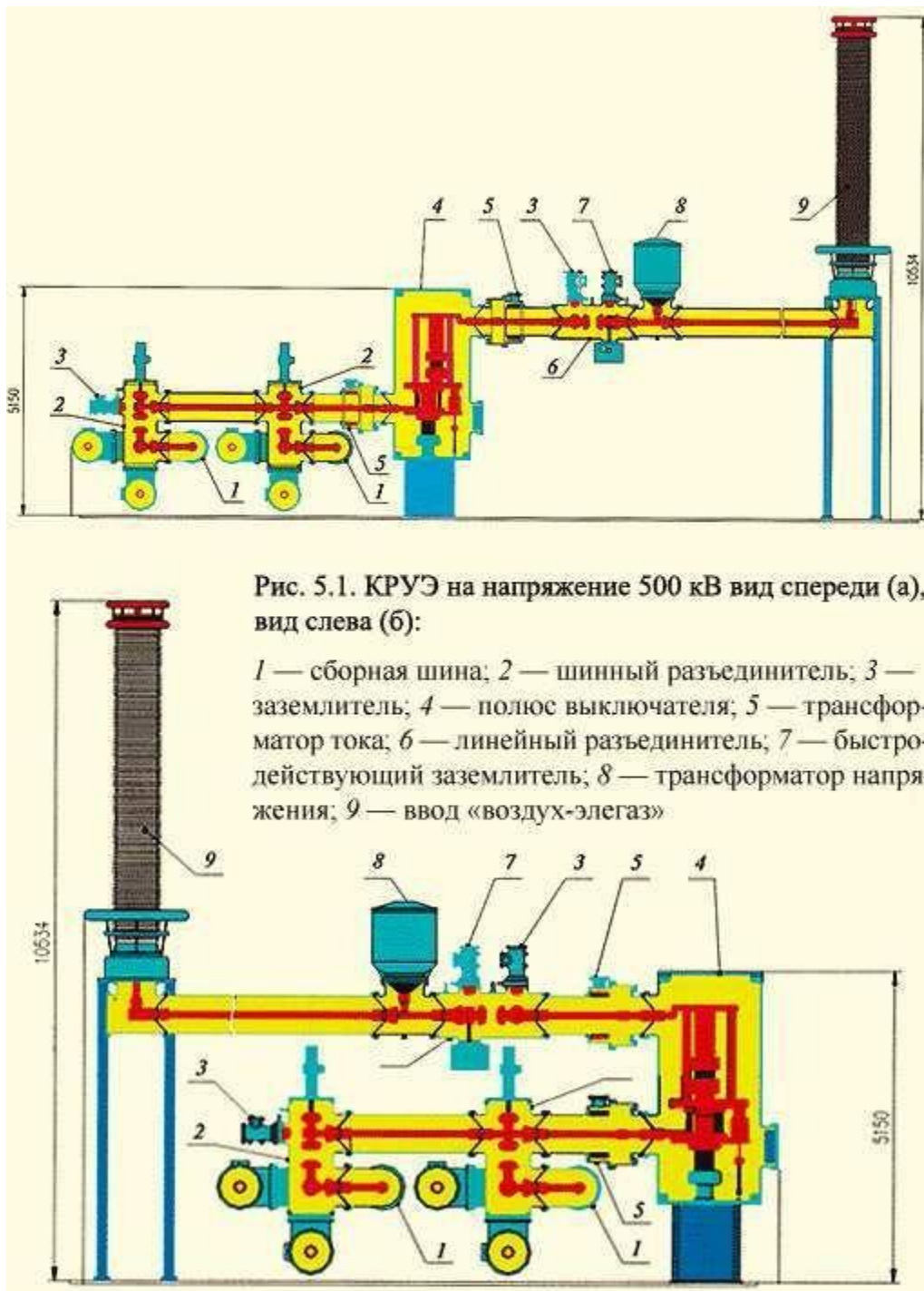
Токоограничивающие реакторы представляют собой катушку индуктивности без стали и служат для ограничения *тока короткого замыкания* (КЗ) и поддержания напряжения на сборных шинах РУ. Применение их позволяет существенно снизить требования к выключателям по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в сетях с реакторами по сравнению с аналогичными сетями, не защищенными реакторами. В качестве ограничителей грозовых и внутренних перенапряжений используются *разрядники и ограничители перенапряжения*. Они должны быть установлены вблизи силовых повышающих трансформаторов и вводов воздушных линий в РУ. Они позволяют снизить требования к прочности электрической изоляции аппаратов и оборудования РУ, уменьшить габаритные размеры электрической установки и значительно снизить ее стоимость.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них АВН, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. Различают распределительные устройства внутренней и наружной установки. Комплектные распределительные устройства становятся наиболее распространенным типом РУ. В последнее время начали широко применяться герметизированные РУ (ГРУ), в которых все токоведущие элементы и весь комплекс аппаратуры (выключатели, разъединители) расположены внутри герметичной оболочки, заполненной сжатым газом (элегазом). Наиболее эффективно ГРУ будут применяться в крупных городах, что даст значительную экономию городских площадей и повысит надёжность энергосистем.

Комплектная элегазовая ячейка РУ (КРУЭ), собираемая блоками в заводских условиях по выбранной схеме из стандартных элементов, показана на Рис. 5.1. и КРУЭ на Рис. 5.1а



Рис. 5.1а Распределительное устройство с элегазовой изоляцией.



5.2. Условия работы аппаратов высокого напряжения и общие требования, предъявляемые к ним

Аппараты высокого напряжения могут устанавливаться как внутри помещения, так и на открытых распределительных устройствах (ОРУ). Условия работы при этом значительно различаются, и это находит отражение в их конструктивных особенностях. Во время эксплуатации аппараты ОРУ подвергаются воздействию окружающей среды. Эти воздействия особенно вредно сказываются на состоянии изоляции аппаратов. Поэтому все аппараты ОРУ рассчитываются на воздействие гололёда, ветра и загрязнений.

Загрязнения и периодические увлажнения изоляции АВН требуют соответствующего развития поверхности изоляторов. Поскольку условия загрязнения на разных ОРУ существенно зависят от конкретных климатических условий (близость водных бассейнов, пустынных зон), наличия вредных выбросов производств в атмосферу, то они значительно различаются. Для изоляторов наружной установки предусмотрены три исполнения в зависимости от длины пути тока утечки: категория I — 1,67 см/кВ, категория II — 2,5 см/кВ, категория III — 3,5 см/кВ. Согласно этим нормам допустимая длина утечки соответствует удельной длине утечки — длине, отнесённой к 1 кВ наибольшего рабочего линейного напряжения. Аппараты внешней установки оказываются под воздействием коммутационных перенапряжений, зависящих от вида коммутации, типа выключателя, параметров электрической сети и грозовых импульсов, возникающих при воздействии грозовых разрядов на электрическую сеть. Природа происхождения перенапряжений определяет специфическую форму импульса перенапряжений. Так, грозовой импульс имеет обозначение 1,2/50 мкс, что означает крутизну фронта импульса $1,2 \pm 0,3$ мкс при общей длительности 50 ± 10 мкс. Коммутационные перенапряжения имитируются апериодическим импульсом с длительностью фронта $t_f = 250 \pm 50$ мкс и длительностью полуспада $t_{\text{псп}} = 2500 \pm 1500$ мкс.

В процессе эксплуатации при возникновении короткого замыкания все токоведущие элементы сети испытывают мощное термическое и электродинамическое воздействие токов КЗ, превосходящих номинальные токи в десятки раз. При протекании токов КЗ температура токоведущих элементов, повышаясь, не должна превышать нормированных предельных допустимых значений для неизолированных шинопроводов, например для медных 300°C , для алюминиевых 200°C . Токи КЗ вызывают появление значительных электродинамических усилий, воздействующих на шинопроводы и их несущие механические конструкции (в частности, опорные изоляторы). Кроме того, контактные системы всех коммутирующих аппаратов должны выдерживать эти нагрузки без сваривания или самопроизвольного размыкания контактов. Электродинамические усилия рассчитываются по наибольшему мгновенному значению (ударного) тока трёхфазного КЗ $i_{\text{уд}}$ с учётом фазового сдвига между токами.

5.3. Выключатели высокого напряжения

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$; номинальный уровень изоляции в киловольтах; номинальная частота

$I_{ном}$; номинальный ток $I_{ном}$; номинальный ток отключения $I_{о.ном}$; номинальный ток включения $I_{в.ном}$; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при не удалённых КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надёжности и др.

К параметрам, характерным для воздушных выключателей, следует отнести номинальное давление и расход воздуха, необходимые для проведения операций включения и отключения, нижний предел давления для производства отдельных операций.

Рассмотрим некоторые наиболее важные параметры. **Номинальное напряжение** $U_{ном}$ (линейное) — это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать **наибольшие рабочие напряжения** (номинальное напряжение по МЭК), установленные для продолжительной работы. Номинальные напряжения выключателей соответствуют классам напряжения (табл. 5.1).

Номинальный уровень изоляции выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

Номинальный ток — действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме, принимающее следующие значения: 200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12 500; 16 000; 20 000; 25 000; 31 500 А.

Класс номинальных напряжений	
Таблица 5.1	Наибольшее рабочее напряжение (номинальное напряжение по МЭК), действующее значение, кВ
Номинальное междуфазное (линейное) напряжение,	

действующее значение, кВ	
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787
1150	1200

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется **номинальным током отключения** $I_{o,ном}$, который может отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения. Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей $I_{o,n}$, отнесённой к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения $I_{o,ном}$ (2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 35,5; 40; 45; 50; 56; 63; 71; 80; 90; 100; 112; 125; 140; 160; 180; 200; 224; 250 кА), а также нормированным процентным содержанием β_n аperiodической составляющей, равным отношению аperiodической составляющей i_a тока отключения к амплитуде периодической составляющей ($\overline{I_{o,n}} = \overline{I_{o,ном}}$)

того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов. Ток отключения выключателя определяется суммой периодической и апериодической составляющих:

$$i_o = \overline{I_{o,ном}} + i_a = \overline{I_{o,ном}} (1 + \beta_n) \quad (5.1)$$

Номинальный ток включения $I_{в,ном}$ — наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При возникновении КЗ в цепи за время около 10 мс ток достигает своего максимального значения, называемого ударным током КЗ. Поэтому номинальный ток включения должен быть не менее ударного тока КЗ из условия возможности включения на существующее КЗ в цепи [в режиме автоматического повторного включения (АПВ)].

Номинальная длительность тока КЗ характеризуется способностью выключателя выдерживать во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости (ударный ток) $i_{уд} = 2,55 I_{о,ном}$ и ток термической стойкости $I_t = I_{о,ном}$. Время протекания тока I_t составляет 1 или 2 с для выключателей при $U_{ном}$ 330 кВ и 1 или 3 с для выключателей при $U_{ном}$ 220 кВ.

При отключении тока КЗ на выводах выключателя возникает переходный процесс, который при гашении дуги характеризуется **переходным восстанавливающимся напряжением** (ПВН), зависящим от собственных параметров отключаемой сети.

Отключающая способность дугогасительных устройств по-разному зависит от характера изменения ПВН. Воздушные и элегазовые выключатели очень чувствительны к скорости нарастания ПВН (du/dt), а масляные — к максимальному ПВН. Этим объясняется нормирование $I_{о,ном}$.

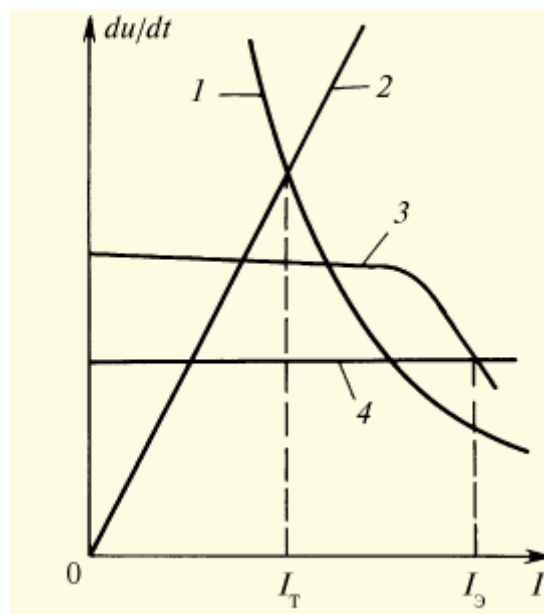


Рис. 5.2. Предельные режимы работы выключателя.

Отключающая способность выключателя может быть охарактеризована зависимостью допустимой скорости восстановления напряжения du/dt от тока отключения (кривая 1 на рис. 5.2). Точки пересечения кривой 1 и прямой 2, описывающей зависимость скорости нарастания ПВН на контактах выключателя при отключении не удалённого КЗ от тока отключения, определяют предельный ток I_T , который может быть отключён воздушным выключателем без теплового пробоя.

При успешном преодолении первого пика напряжения (тепловой пробой не произошёл) возможен пробой на максимальном напряжении. Для каждого типа выключателя может быть определено предельно допустимое максимальное ПВН, зависящее от отключаемого тока — кривая 3. Кривая 4 показывает максимальное ПВН сети, которое не зависит от коммутации. Точка их пересечения указывает предельное значение тока отключения выключателя I_3 , вызывающее возможный электрический пробой.

Выключатель не должен отказывать как при максимальных значениях ПВН при КЗ на контактах выключателя, так и при воздействии ПВН с высокой начальной скоростью роста при удалённых КЗ. Зависимости 3, 4, характеризующие режим возможного электрического пробоя, определяют предельный ток I_3 , который больше, чем предельный ток при возможном тепловом пробое I_T . Область применения выключателя ограничена по току значением I_T , а по напряжению — кривой (кривая 3) возможного электрического пробоя.

В большинстве случаев (согласно статистике до 80 %) причина, вызывающая КЗ, самоликвидируется в результате кратковременного отключения напряжения, не превышающего 0,3 с, необходимого для деионизации участка существования открытой дуги КЗ, и появляется возможность повторного включения напряжения системы. Отсюда вытекает определенная

последовательность операций, выполняемых выключателем, связанных с отключением КЗ и последующим автоматическим повторным включением (АПВ) этого участка сети. Высоковольтные выключатели по способу гашения дуги подразделяются на воздушные, элегазовые, электромагнитные и вакуумные

5.3.1. Воздушные выключатели

Широкое применение воздушных выключателей в энергосистемах обуславливается их высокими, для своего времени, техническими характеристиками. Конструктивно воздушные выключатели оказались хорошо приспособленными для различных условий работы современных распределительных устройств высокого напряжения при внутренней и наружной установке. Недостаточно высокая электрическая прочность воздуха ($E = 20 \text{ кВ/см}$) не позволяет получать модули с напряжением 350—500 кВ, что и приводит в последнее время к интенсивному развитию выключателей с использованием другой дугогасящей среды — элегаза.

По назначению воздушные выключатели разделяются на следующие группы:

- *сетевые выключатели на напряжение 6 кВ и выше, применяемые в электрических сетях и предназначенные для пропуска и коммутации тока в нормальных условиях работы цепи и в условиях КЗ;*
- *генераторные выключатели на напряжение 6—24 кВ, применяемые для подключения генераторов и предназначенные для пропуска и коммутации токов в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при КЗ;*
- *выключатели для электротермических установок с напряжениями 6—220 кВ, предназначенные для работы как в нормальных, так и в аварийных режимах;*
- *выключатели специального назначения.*

По виду установки воздушные выключатели можно разделить на следующие группы:

- *опорные;*
- *подвесные (подвешиваются к порталным конструкциям на ОРУ);*
- *выкатные (имеют приспособления для выкатки из РУ);*
- *встраиваемые в комплектные распределительные устройства.*

К достоинствам воздушных выключателей можно отнести следующие показатели: высокую отключающую способность; пожаробезопасность; высокое быстродействие; способность коммутации токов КЗ с большим процентом апериодической составляющей (вплоть до коммутации цепей постоянного тока).

Недостатками воздушных выключателей являются наличие дорогостоящего постоянно действующего компрессорного оборудования; высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при не удалённом КЗ; возможность «среза» тока при отключении малых индуктивных токов (отключение ненагруженных силовых трансформаторов).

Принцип действия дугогасительных устройств (ДУ) воздушных выключателей. Сжатый воздух является эффективной средой, обеспечивающей надёжное гашение электрической дуги. Это достигается интенсивным воздействием с максимально возможными скоростями потока воздуха на дуговой канал. В ДУ воздушных выключателей гашение электрической дуги происходит в дутьевых каналах (соплах), которые конструктивно в совокупности с оконечной частью контактов дугогасителя образуют дутьевую систему. Столб дуги, образовавшейся на размыкающихся контактах, под действием воздушного потока растягивается и быстро перемещается в сопла, где происходит ее гашение.

В зависимости от формы и взаимного расположения контактов и сопел гашение дуги в таких устройствах может происходить при:

- одностороннем (продольном) дутье через металлическое сопло (рис. 5.3, а);
- одностороннем (продольном) дутье через изоляционное сопло (рис. 5.3, б);
- двустороннем симметричном (продольном) дутье через соплообразные полые контакты (рис. 5.3, в);
- двустороннем асимметричном (продольном) дутье через соплообразные полые контакты (рис. 5.3, г).

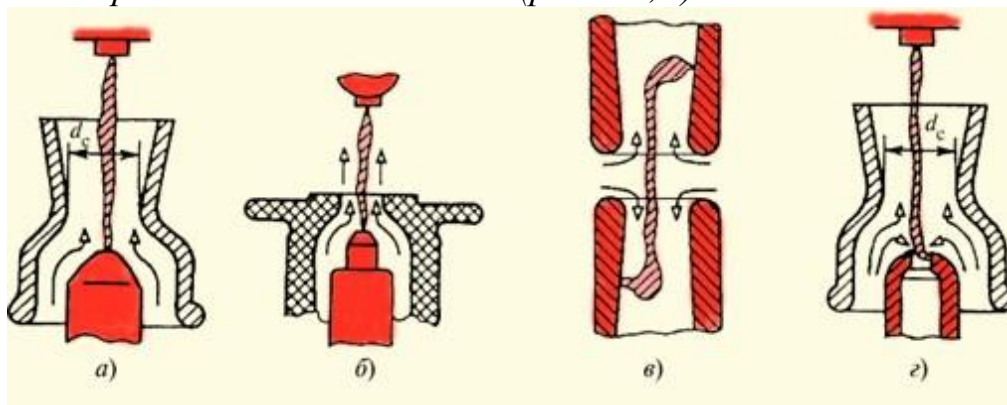


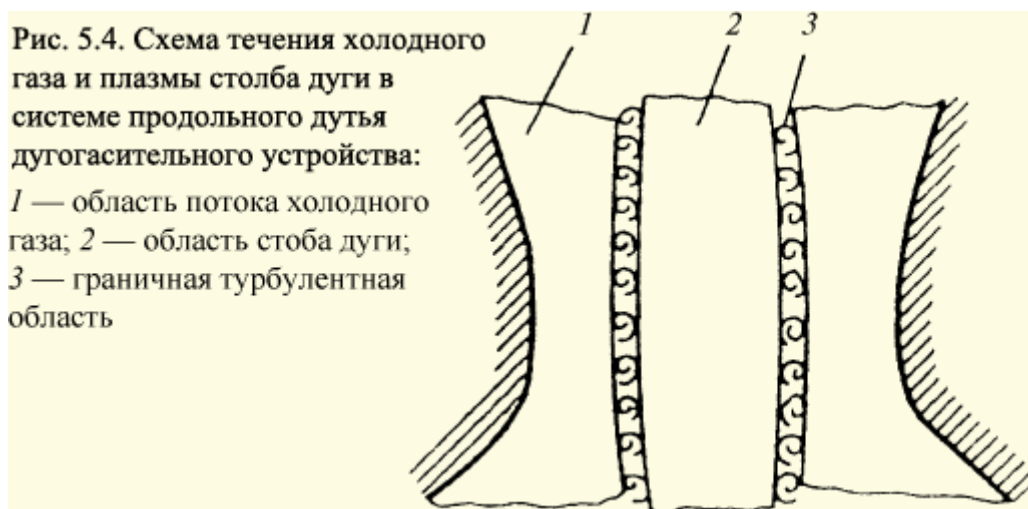
Рис . 5.3. Схемы продольного воздушного дутья

Наилучшие показатели получены в выключателях с дугогасительными системами, использующими двустороннее асимметричное дутье.

В механизме гашения электрической дуги тесно переплетаются как электрические процессы в столбе дуги, так и газотермодинамические процессы истечения газовой струи.

Своеобразие истечения газа из дугогасительного устройства заключается в том, что поток газа встречает на своём пути мощный источник теплоты, каким является дуга и который тормозит воздушный поток, т.е. уменьшается расход воздуха, протекающего через сопло с дугой. Это явление, называемое «термодинамический эффект», может приводить к полной закупорке сопла электрической дугой, что вызывает разрушение дугогасительной системы. Таким образом, размер (диаметр сопла d_c на рис. 5.3, а, г) дутьевой системы определяет максимально возможный ток отключения выключателя.

Высокая эффективность охлаждения канала столба дуги аксиальным потоком газа объясняется возникновением интенсивной турбулентной конвекции на границе двух потоков (рис. 5.4). Увеличение сопротивления дугового промежутка, определяющего электрическую прочность в воздушных выключателях, в большой степени зависит от отключаемого тока.



Конструкция воздушных выключателей. Отличительной особенностью современных выключателей высокого напряжения является модульный принцип построения. Это обеспечивает возможность применения однотипных элементов (модулей) для создания выключателей на напряжения 110—1150 кВ. Широко распространены воздушные выключатели с металлическими дугогасительными камерами, заполненными сжатым воздухом. В целях увеличения отключающей способности повышают давление сжатого воздуха. В настоящее время это давление достигает 6—

8,5 МПа. На рис.5.5.представлен общий вид воздушного выключателя ВВБ-220-12.

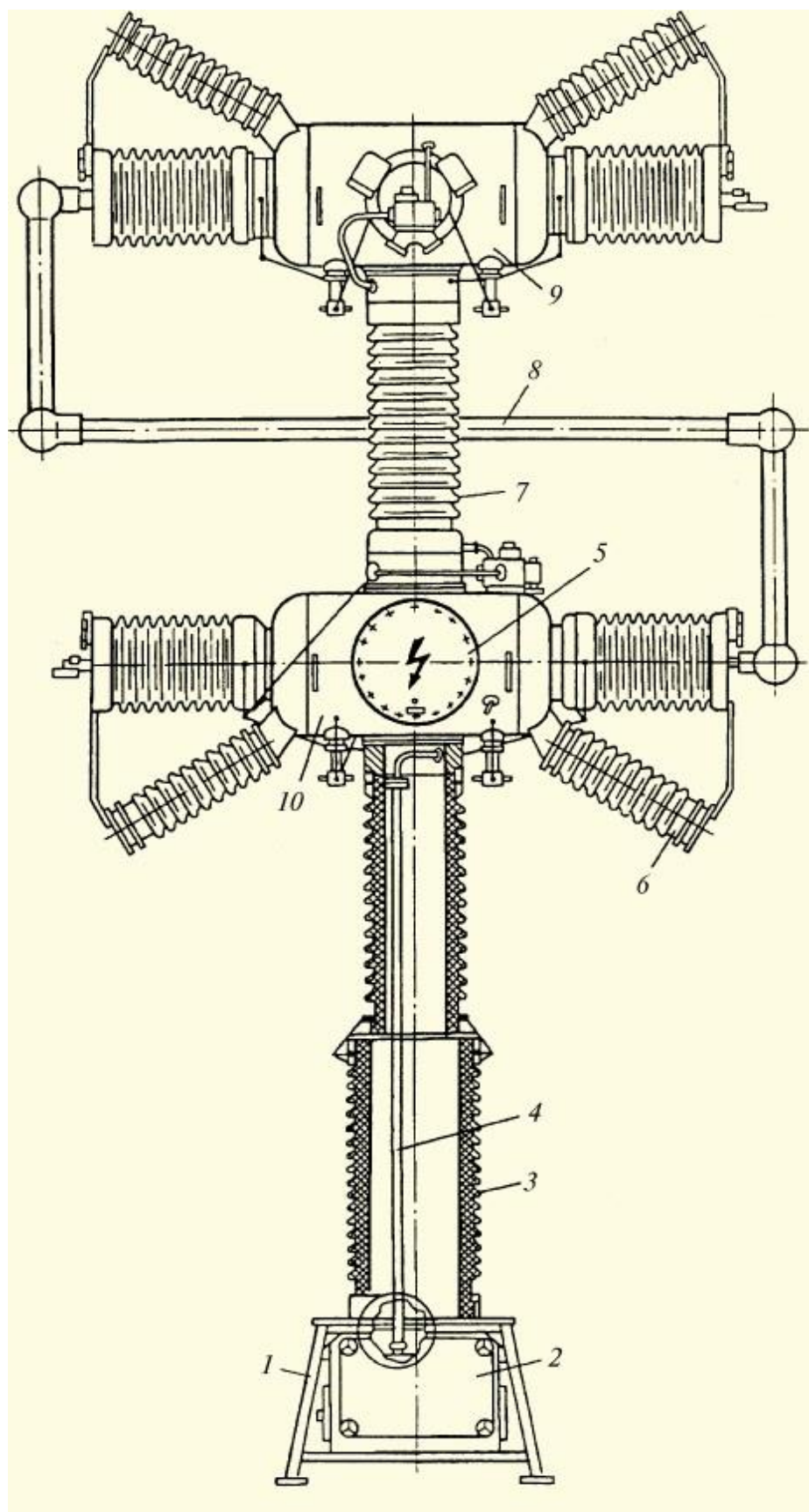


Рис.5.5. Общий вид воздушного выключателя ВВБ-220-12:

1 – рама; 2 – шкаф управления; 3 – опорный изолятор; 4 – воздухопровод из стеклопластика; 5 – люк; 6 – шунтирующий конденсатор; 7 – промежуточный опорный изолятор; 8 – токоведущая перемычка; 9, 10 – металлическая дугогасительная камера

На рис. 5.5 представлен общий вид выключателя ВВБ-220-12 с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 220$ кВ, номинальным током отключения $I_{\text{о.ном}} = 31,5$ кА, номинальным током $I_{\text{ном}} = 2000$ А. Выключатель установлен на раме 1, к которой крепятся шкаф управления 2 и опорный изолятор 3 с двумя металлическими дугогасительными камерами 9, 10, разъединенными промежуточным опорным изолятором 7. Внутри дугогасительная камера содержит два главных контакта, соединенных единой траверсой, и два вспомогательных контакта. Каждый из главных контактов шунтирован резистором сопротивлением 100 Ом, служащим для облегчения гашения дуги в главных контактах, выравнивания напряжения между разрывами в процессе отключения и снижения скорости восстановления напряжения. Для тех же целей используются и шунтирующие конденсаторы 6. Вспомогательные контакты отключают ток, протекающий через шунтирующие резисторы. Внутри фарфорового опорного изолятора и в промежуточном изоляторе проходят два воздухопровода из стеклопластика

4. Один служит для постоянной подачи сжатого воздуха в дугогасительные камеры, второй — для импульсной подачи сжатого воздуха в систему управления. Камеры снабжены люками 5, предназначенными для проведения ревизии и ремонта контактной и дугогасительной систем. Дугогасительные камеры 9, 10 включены последовательно токоведущей перемычкой 8.

Внутренние полости имеют незначительный перепад давления по отношению к окружающей среде $(6—12) \cdot 10^3$ Па. Этим достигается необходимая диэлектрическая прочность по внутренней поверхности фарфоровых элементов, не имеющих прочного глазурованного покрытия.

Поэтому все воздушные выключатели должны иметь соответствующее компрессорное хозяйство, обеспечивающее непрерывный расход воздуха (до 1500 л/ч) на вентиляцию.

На фото. 5.1 представлены воздушные выключатели на напряжение 330 кВ.

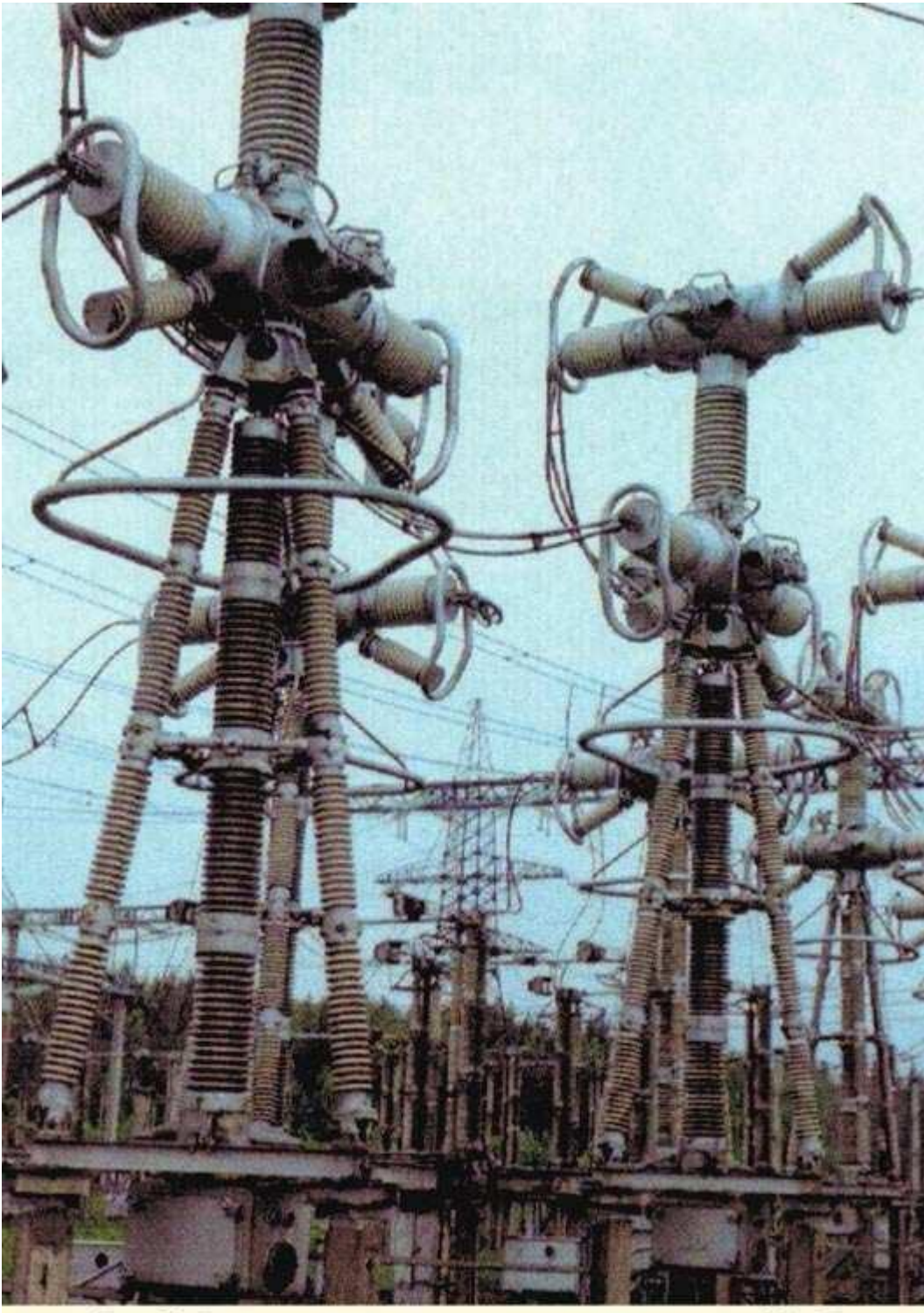


Фото. 5. I. Высоковольтные выключатели на напряжение 330 кВ

5.3.2. Элегазовые выключатели

Физико-химические свойства элегаза. Шестифтористая сера SF_6 — элегаз, относится к «электроотрицательным» газам, получившим такое название из-за способности их молекул захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы.

Элегаз при нормальной температуре (20°C) и давлении 0,1 МПа представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука в нем при температуре 30°C — 138,5 м/с (330 м/с в воздухе). Элегаз обладает низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами. К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения (- 64°C) при давлении 0,1 МПа, которая с повышением давления повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, нагревостоек до 800°C. Под влиянием электрической дуги или коронного разряда происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструкционных материалов. Однако степень разложения элегаза под воздействием электрической дуги в дугогасительной камере низка из-за того, что большое количество разложившегося газа немедленно восстанавливается в элегазе. Газообразными продуктами разложения являются низшие фториды серы SF_2 , SF_4 . Хотя эти газы сами по себе не токсичны, но легко гидролизуются при взаимодействии с влагой, образуя фтористо-водородную кислоту и двуокись серы. Для их поглощения в элегазовые выключатели включаются фильтры, сорберы из активированного алюминия Al_2O_3 , которые поглощают как газообразные продукты разложения, так и влагу. Кроме активных газов во время горения дуги в результате реакции с парами материалов контактов дугогасителя образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Обладая низкой электропроводностью, они не снижают электрическую прочность изоляции аппарата.

Дугогасительные устройства. В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях при интенсивном охлаждении дуги потоком газа. Дугогасительная способность элегаза в 4—4,5 раза выше, чем воздуха при сопоставимых условиях. Это преимущество объясняется различиями теплофизических свойств элегаза и воздуха. Канал столба дуги в элегазе обладает меньшим теплосодержанием по сравнению с воздухом и высокой способностью элегаза захватывать свободные электроны. В результате количество носителей тока — свободных электронов — в столбе дуги вследствие этого уменьшается, баланс их может стать отрицательным и дуга гаснет. Явление захвата электронов особенно благоприятно сказывается после перехода тока через нуль, вследствие чего элегазовые выключатели мало чувствительны к частоте

восстанавливающегося напряжения. Как показали исследования, в элегазе практически до естественного перехода тока через нуль не происходит разрушения канала столба дуги, обладающего высокой проводимостью. Это исключает возможность появления перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов и линий электропередач. В противоположность этому в воздушных выключателях интенсивными турбулентными процессами столб дуги может разрушаться раньше естественного перехода тока через нуль, что приводит к появлению перенапряжений, для ограничения которых воздушные выключатели снабжаются шунтирующими сопротивлениями.

В элегазовых **дугогасительных устройствах** (ДУ) в отличие от воздушных при гашении дуги истечение газа через сопло происходит не в атмосферу, а в замкнутый объем камеры, заполненный элегазом при небольшом избыточном давлении. По способу гашения дуги в элегазе различают следующие ДУ:

- с системой продольного дутья, в которую предварительно сжатый газ поступает из резервуара с относительно высоким давлением элегаза (ДУ с двумя ступенями давления);
- автокомпрессионные с дутьем в элегазе, создаваемым посредством встроенного компрессионного устройства (ДУ с одной ступенью давления);
- с электромагнитным дутьем, в котором гашение дуги обеспечивается в результате ее перемещения с высокой скоростью в неподвижном элегазе по кольцевым электродам под воздействием радиального магнитного поля, создаваемого отключаемым током (ДУ с электромагнитным дутьем);
- с системой продольного дутья, в котором повышение давления в элегазе происходит при разогреве дугой, вращающейся в специальной камере под воздействием магнитного поля.

Интенсивное газодинамическое воздействие потока элегаза на столб электрической дуги является наиболее эффективным способом гашения дуги. Поэтому оно используется в большинстве современных конструкций ДУ элегазовых выключателей. Гашение дуги происходит в соплах (рис. 5.6) потоком элегаза высокого давления (0,5—0,6 МПа) как при одностороннем (рис. 5.6, а), так и при двустороннем несимметричном (рис. 5.6, б) газовом дутье.

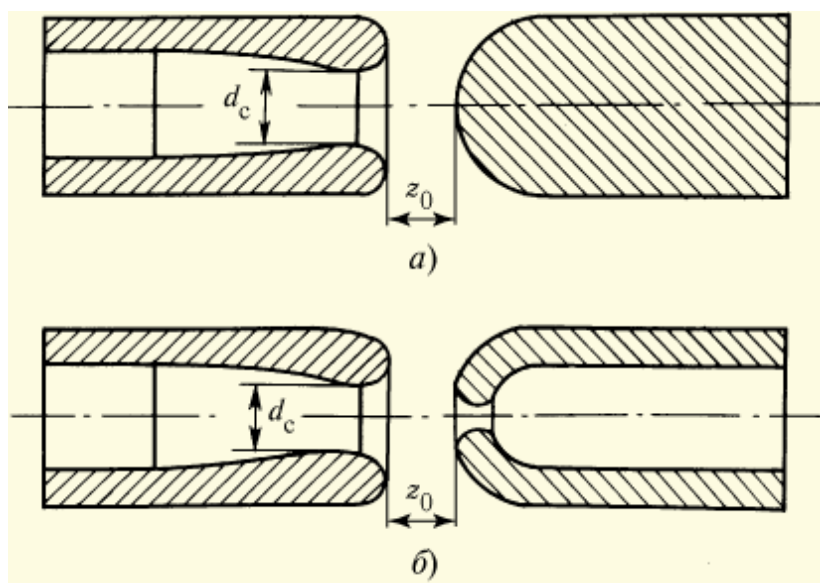


Рис. 5.6. Схема продольного элегазового дутья.

Основными параметрами системы продольного дутья являются: площадь сечения S_c или диаметр d_c горловины сопла, относительное расположение контактов, определяемое расстоянием z_0 , геометрические размеры формы диффузоров и конфузоров дутьевой системы. Оптимальные условия гашения дуги в таких системах во многом определяются, как и в воздушных выключателях, геометрическими параметрами дутьевых систем и особенно входной части (конфузора).

В настоящее время в зарубежных энергосистемах большинство применяемых выключателей высокого напряжения — элегазовые. **Конструкции элегазовых выключателей.** Фирма Merlin Gerin разработала элегазовый выключатель Fluarc FB4 на напряжение $U_{ном} = (7,2—36)$ кВ, номинальный ток отключения $I_{о.ном} = 25$ кА, номинальный ток $I_{ном} = (630—1250)$ А. Давление внутри корпуса 1,5 МПа, время гашения дуги 15 мс, полное время отключения 60—80 мс, срок службы — 20 лет.

На рис. 5.7 представлены полюс автокомпрессионного выключателя и положение механизма, соответствующее различным этапам отключения. Положение а соответствует нормальному включенному состоянию. Ток протекает по главным контактам 1, 2, дугогасительные контакты 3, 4 замкнуты. Ввиду того что они изготовлены из дугостойкой металлокерамики (CuW), токоведущий контур обладает большим сопротивлением. Поэтому через дугогасящие контакты, как правило, проходит ток не более 15—20 % $I_{ном}$. Положение б соответствует началу процесса отключения. Подвижный поршень 5 совместно с подвижным главным контактом 1 и соплом 6 перемещается под воздействием приводных рычагов 7, 8. Этим создается избыточное давление в полости над поршнем по сравнению с объемом под поршнем. Ток из главных контактов 1, 2 перебрасывается в дугогасительную цепь контактов 3, 4. При дальнейшем перемещении поршня (положение в) происходит размыкание контактов 3, 4 с одновременным возникновением

дутья через внутренние полости контактов 3, 4 — двустороннее симметричное дутье. При этом выделяющаяся энергия дуги разогревает элегаз, что приводит к повышению перепада давления и усилению интенсивности истечения газовой струи. После гашения дуги при дальнейшем перемещении поршня (положение г) продолжается вентиляция межконтактного промежутка, обеспечивающая необходимую электрическую прочность.

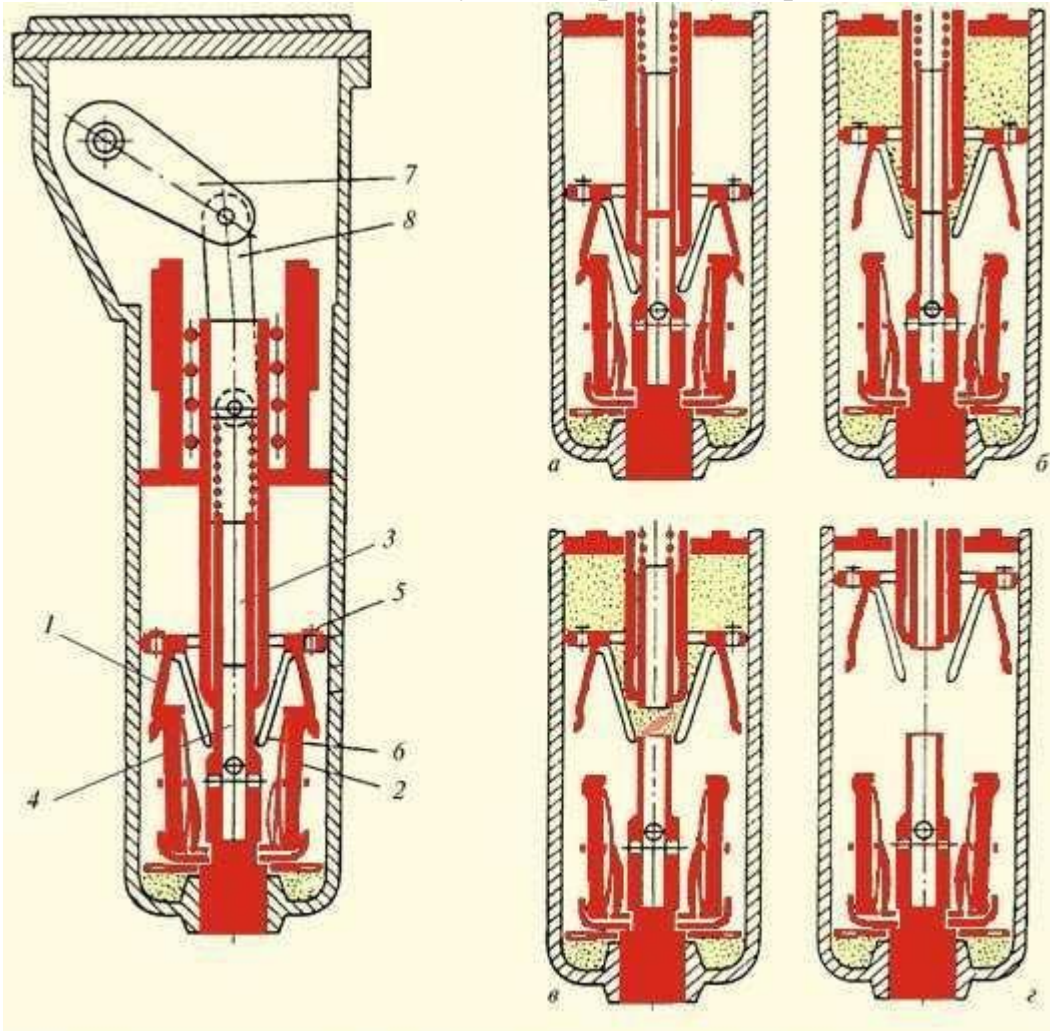


Рис. 5.7. Элегазовый автокомпрессионный выключатель фирмы Merlin-Gerin

На рис. 5.П приведен разрез отечественного выключателя 110 кВ на номинальный рабочий ток 2000 А и номинальный ток отключения 40 кА серии элегазовых баковых выключателей типа ВГБ с автономным гидравлическим приводом и встроенными трансформаторами тока.

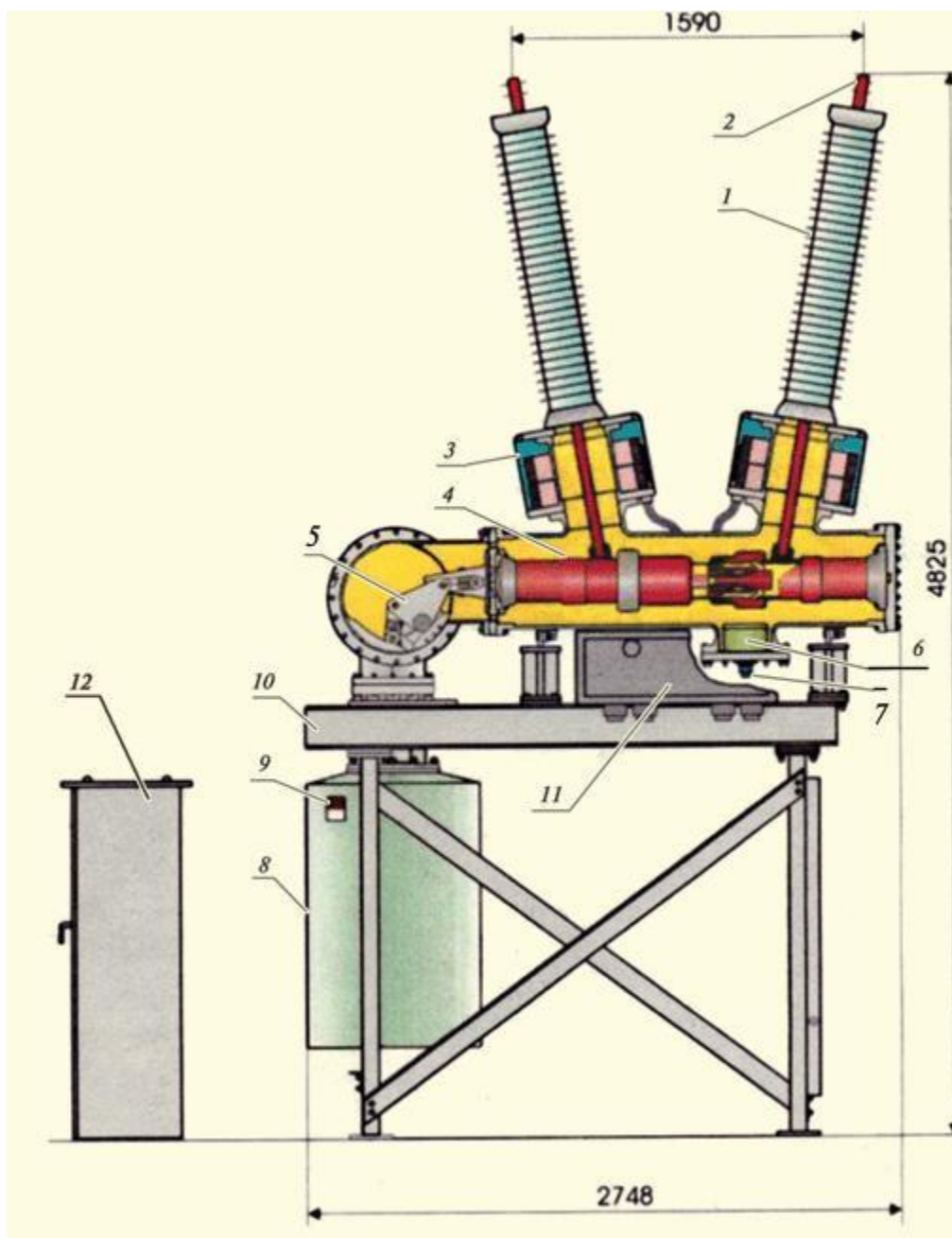


Фото 5.И. Элегазовый баковый выключатель ВГБУ-110-40/2000У1

1 – ввод; 2 – контактная пластина; 3 – блок трансформаторов тока; 4 – гасительное устройство; 5 – передаточный механизм; 6 – фильтр; 7 – разъём заполнения элегазом; 8 – гидропривод; 9 – указатель положения; 10 – рама; 11 – шкаф клеммных сборок; 12 – шкаф аппарата

5.3.3. Масляные выключатели

Принцип действия дугогасительных устройств. В дугогасительных устройствах традиционных масляных выключателей гашение дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения в потоке газопаровой смеси, вырабатываемой дугой в результате разложения и испарения масла.

В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы масляных выключателей:

- *баковые (многообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется для гашения и изоляции токоведущих частей от заземленного бака;*
- *маломасляные (малообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется только для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.*

В состав газопаровой смеси, возникающей в результате разложения масла под действием дуги, входит до 70 % водорода H_2 , обладающего по сравнению с воздухом в 8 раз более высокой теплопроводностью, но меньшей предельной электрической прочностью. Поток газопаровой смеси в зоне горения дуги обладает высокой температурой 800—2500 К. Механизм охлаждения столба дуги при больших (обычно выше 100 А) и малых значениях тока дуги различен. При больших токах охлаждение дуги происходит главным образом за счет принудительной конвекции в потоке газопаровой смеси при большом давлении. С увеличением тока интенсивность конвективного охлаждения и давление в зоне гашения дуги увеличиваются. При небольших токах конвекция и давление газа в зоне гашения дуги снижаются, условия охлаждения дуги ухудшаются и время гашения дуги затягивается. Повышение давления в зоне гашения дуги в результате принудительной подачи масла может существенно улучшить условия гашения дуги при отключении небольших токов.

Можно считать, что основными условиями для наиболее эффективного гашения дуги являются:

- *интенсивное дутье газопаровой смеси в зоне дуги, особенно в момент тока, близкого к нулю;*
- *максимально возможное высокое давление газопаровой смеси в области дуги в конце полупериода тока.*

Дугогасительные системы с автоматическим дутьем получили наиболее широкое применение благодаря своей эффективности и простоте конструкции. В зависимости от конструкции дугогасительных камер различают продольное дутье (рис. 5.8, а), когда поток газопаровой смеси направлен вдоль столба дуги, поперечное (рис. 5.8, б), когда поток направлен перпендикулярно или под некоторым углом к столбу дуги, и встречное (рис. 5.8, в), когда поток направлен противоположно по отношению к направлению движения подвижного контакта с дугой. Часто в дугогасительных устройствах используется их комбинация.

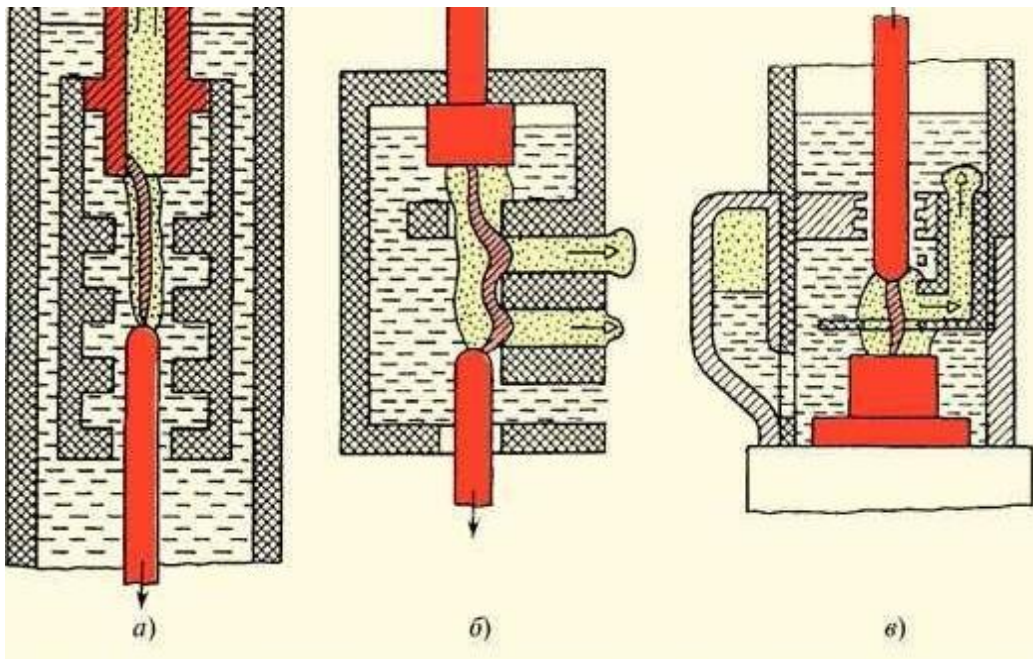


Рис. 5.8. Принципы организации автодутья дузгасительных камер в масляных выключателях.

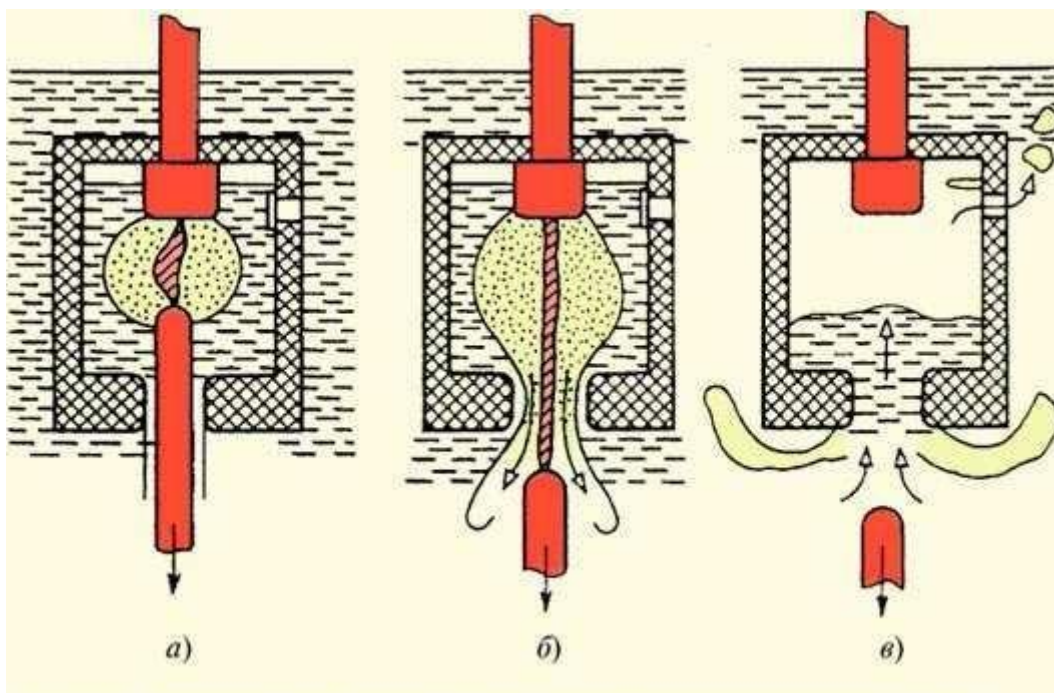


Рис. 5.9. Этапы гашения дуги с автодутьём в масляных выключателях.

Гашение дуги может быть разбито на три основных этапа (рис. 5.9):

- **первый этап** (рис. 5.9, а). После размыкания контактов дуга горит в замкнутом, как правило небольшом, пространстве, создавая за счет разложения масла значительные давления. Это так называемый «режим замкнутого пузыря». В течение этого этапа в результате выделяющейся в дуге энергии в замкнутом объеме создается

(аккумулируется) высокое давление (до 10 МПа), которое используется на следующем этапе гашения дуги;

- **второй этап** (рис. 5.9, б) наступает с момента начала истечения газопаровой смеси из области замкнутого объема через рабочие каналы, открываемые при перемещении подвижного контакта за пределы предкамерного объема. Этап характеризуется изменением давления газопаровой смеси в камере и рабочих каналах, куда затягивается дуга, а также интенсивного истечения газопаровой смеси и завершается процессами распада столба дуги и восстановления электрической прочности межконтактного промежутка;
- **третий этап** (рис. 5.9, в). Происходят удаление из камеры оставшихся после гашения дуги горячих газов, продуктов разложения масла и заполнение внутренней полости камеры свежим маслом. На этом этапе происходит подготовка камеры для последующего ее включения и нового отключения. В масляных выключателях, предназначенных для работы в цикле АПВ, этот этап имеет очень важное значение.

Эффективность ДУ и ресурс масляных выключателей в значительной мере обуславливаются физико-химическими процессами, происходящими в зоне горения дуги. Образующиеся под влиянием дуги продукты разложения масла (H_2 , С и др.), ионизированный газ, пары материала контактов понижают отключающую способность ДУ и ограничивают коммутационный ресурс. Свободные частички углерода, образуя коллоидную взвесь, снижают электрическую прочность изоляционного промежутка и утяжеляют процесс включения КЗ в режиме АПВ из-за преждевременного пробоя межконтактного промежутка. Продукты разложения масла и изоляционных материалов камеры ДУ влияют на состояние контактов, их структуру и переходное сопротивление. Время горения дуги возрастает по мере накопления продуктов разложения в масле. Все это, естественно, требует постоянного контроля за состоянием качества масла, его уровнем в ДУ. Коммутационный ресурс в большой степени зависит от тока $I_{о.ном}$ выключателя и реальных токов отключения. Так, при $I_{о.ном} = 20\text{ кА}$ для маломасляного выключателя на напряжение 35 кВ количество отключений N 10, а при токе $I_{о.ном} = 10\text{ кА}$ допустимое число отключений возрастает до N 30. Вышеизложенные особенности требуют постоянного контроля за техническим состоянием масляных выключателей.

Конструкции масляных выключателей. Масляные выключатели благодаря простоте конструкции явились первыми выключателями высокого напряжения. Но отмеченные выше технические сложности по их эксплуатации, а также повышенные взрыво- и пожароопасность,

необходимость в сложном масляном хозяйстве привели к значительному вытеснению этих типов выключателей. В настоящее время можно встретить в эксплуатации баковые выключатели на напряжение 220 и 110 кВ. Маломасляные выключатели можно разделить на две группы. Первая, более многочисленная, — с установкой ДУ в нижней части фазы и перемещением подвижного контакта на включение сверху вниз (см. рис. 5.8, в). Вторая — с перемещением подвижного контакта на включение снизу вверх и установкой ДУ в верхней части полюса. Выключатели второй группы более эффективны, так как в них повышаются отключаемые токи и улучшаются динамические процессы при отключении.

На рис. 5.10 представлена одна фаза (полюс) колонкового маломасляного выключателя ВК-10. Он выпускается на напряжение 10 кВ, номинальные токи 630, 1000 и 1600 А, номинальные токи отключения 20; 31,5 кА. Выключатели ВК-10 с пружинным приводом предназначены для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки, а также в режиме АПВ.

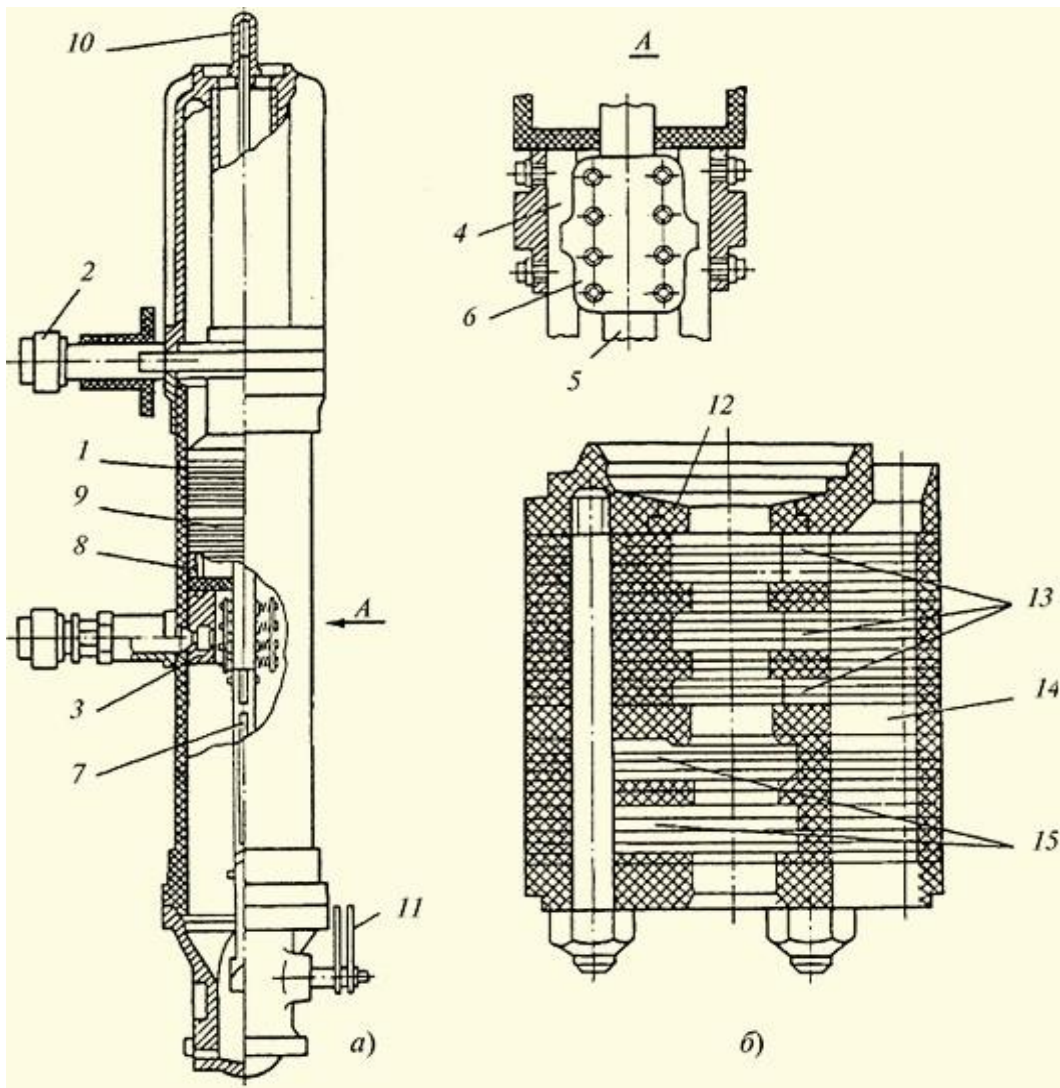


Рис. 5.10. Полус масляного выключателя ВК-10 (а) и его дугогасительная камера (б)

Три полюса выключателя устанавливаются на литое основание, в котором расположены рычаги механизма, связанные со встроенным пружинным приводом. Полус выключателя (рис. 5.10, а) образован изоляционным цилиндром 1, внутри которого проходят токоведущие элементы, соединенные с верхним неподвижным розеточным контактом 2 и обоймой 3, присоединенной к направляющим стержням 4. Токотвод к подвижному контакту 5 от направляющих стержней осуществляется роликовым устройством 6. Подвижный контакт 5 присоединен к рычагу механизма управления 11 посредством изоляционной тяги 7. На обойму 3 сверху устанавливается распорный цилиндр 8, а на него дугогасительное устройство 9. Маслоуказатели 10 поплавкового типа расположены наверху полюса.

На рис. 5.10, б представлена конструкция дугогасительной камеры комбинированного масляного дутья, состоящей из пакета изоляционных пластин разной конфигурации, стянутых шпильками. Верхняя перегородка имеет кольцо 12, изготовленное из дугостойкого материала (фторопласта).

Камера имеет центральное отверстие для прохода подвижного стержня. В верхней части камеры изоляционные пластины образуют три поперечные, расположенные одна под другой, дутьевые щели 13 для больших токов, связанные вертикальным каналом 14 с под камерным и надкамерным пространствами.

В нижней части камеры имеются два глухих масляных кармана 15 для гашения малых токов. При гашении малых токов ввиду недостаточности давления газопаровой смеси, создаваемого в течение первого этапа, дуга не гаснет при движении стержня вдоль дутьевых щелей 13 и достигает глухих карманов 15. В этом случае вследствие незначительности объемов этих полостей масло, содержащееся в них, даже при незначительном токе отключения испаряется взрывообразно. Это приводит к попытке отрыва столба дуги за счет импульсного повышения давления от токоведущего стержня, так как выброс газопаровой смеси будет происходить вверх в зону, свободную от контактной свечи. Конусная втулка, установленная в средней части камеры, служит для предотвращения чрезмерного разгона подвижного стержня под воздействием высокого давления, возникающего в камере при отключении токов КЗ.

В настоящее время масляные выключатели за рубежом практически не выпускаются, но в отечественных сетях все еще встречаются.

5.3.4. Электромагнитные выключатели

Несмотря на ограниченную область использования по напряжению (6—20 кВ) выключатели этого типа нашли широкое применение в КРУ, особенно в системах внутренних нужд на ТЭЦ и АЭС. Номинальные токи выключателей достигают 3150 А, а номинальные токи отключения — 40 кА. При этом в отличие от масляных или воздушных выключателей эксплуатационные расходы на них относительно невелики.

Принцип действия электромагнитного выключателя заключается в том, что при воздействии магнитного поля на дугу она удлиняется и направляется в дугогасительную камеру (рис. 5.11) узкощелевого типа, где, тесно взаимодействуя со стенками камеры (диаметр дуги значительно превосходит ширину щели $d_d > d_{щ}$), она охлаждается.

Условия гашения дуги в узкощелевом дугогасителе оказываются значительно более легкими, чем в других типах выключателей.

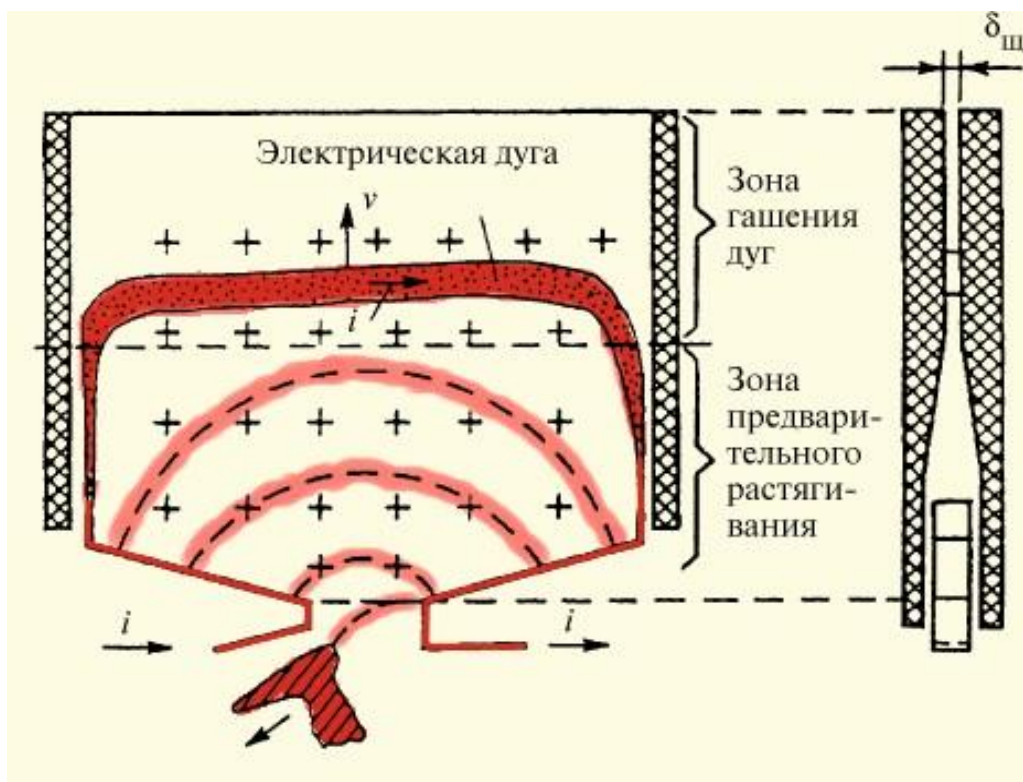


Рис. 5.11. Процесс гашения дуги в щелевой дугогасительной камере.

На рис. 5.12 представлено дугогасительное устройство электромагнитного выключателя ВЭМ-6 на напряжение $U_{ном} = 6$ кВ, номинальный ток отключения $I_{о.ном} = 38,5$ кА, номинальный ток $I_{ном} = 1600$ А

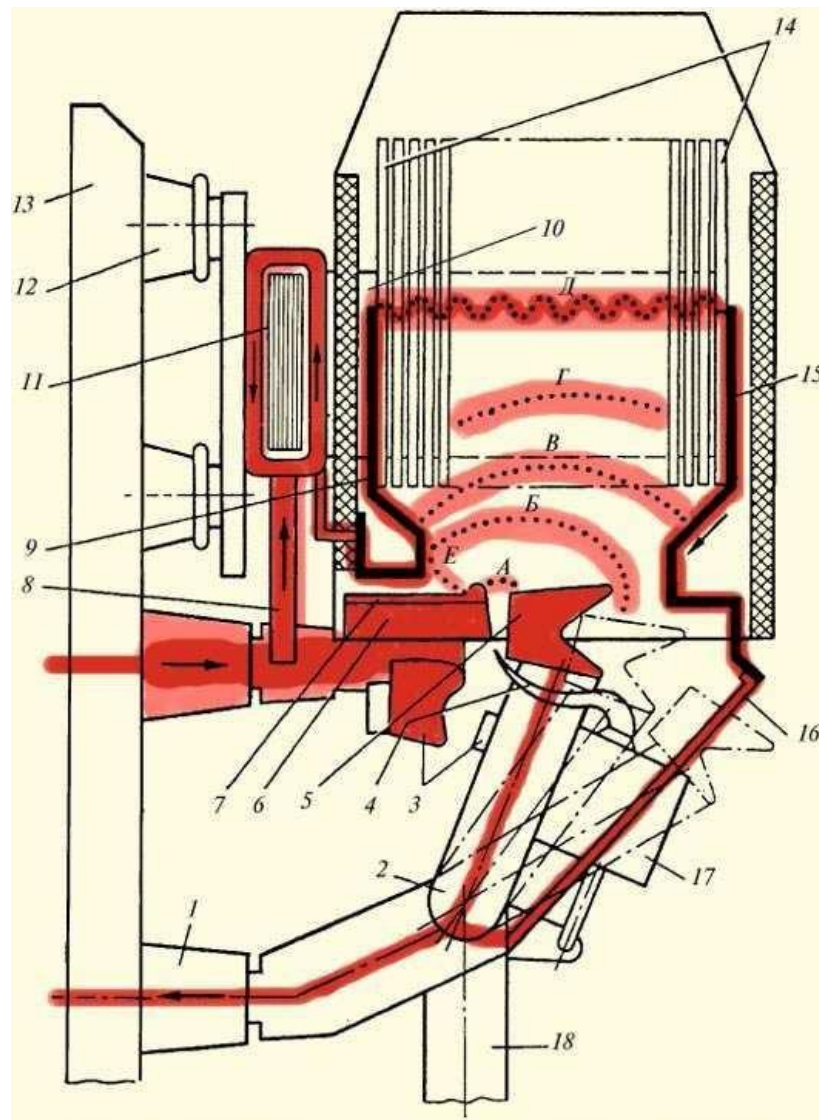


Рис.5.12. Дугогасительное устройство электромагнитного выключателя ВЭМ-6

На стальной раме 13 при помощи изоляторов 12 укреплены гасительная камера 14 и катушка магнитного дутья 11 с магнитными полюсами 10, охватывающими камеру с боков (показаны штриховыми линиями). Подвижный контакт 2 вращается на опорном изоляторе 1 при помощи изоляционной тяги 18. Выключатель имеет главный 3 и дугогасительные 5, 6 контакты. В зависимости от назначения функции их различны: главный служит для проведения тока во включенном состоянии и имеет серебряные накладки для снижения переходного сопротивления; дугогасительный обеспечивает режим коммутации и армирован дугостойкой металлокерамикой 7. При размыкании дугогасительных контактов 5, 6 возникающая между ними дуга под воздействием электродинамических сил перемещается вверх. По мере развития дуги на рисунке показаны различные этапы ее промежуточного положения (А, Б, В, Г, Д, Е). Неподвижный контакт 6 отделен от дугогасительного рога 9 изоляционным промежутком,

необходимым для того, чтобы катушка магнитного дутья 11 включалась посредством связи 8 лишь в момент перехода основания дуги на дугогасительный рог 9 (участок дуги Е шунтируется катушкой магнитного дутья 11). Пройдя этапы последовательного гашения дуги А—Е—Б—В—Г—Д в магнитном поле, образованном катушкой магнитного дутья, связью 16 и дугогасительным рогом 15, дуга приобретает очень большие линейные размеры (до 2 м), что приводит к необходимым условиям для ее гашения. Следует отметить, что при отключении небольших токов (десятки ампер) электродинамические силы на начальном этапе развития дуги недостаточны для ее вхождения в ДУ. Для устранения этого недостатка имеется автопневматическое устройство 17. Поршень его связан с подвижным контактом 2, что приводит к выбросу струи сжатого воздуха по трубке 4 автопневматического устройства на контактную поверхность неподвижного дугогасительного контакта 6 и облегчает условия перехода дуги на дугогасительный рог 9.

5.3.5. Вакуумные выключатели

В последние годы отмечается интенсивное использование вакуумных коммутаторов в области напряжений 6—35 кВ для создания вакуумных контакторов, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей для КРУ. Это объясняется рядом бесспорных достоинств: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры (от +200 до -70°C), надежность, минимальные эксплуатационные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная стойкость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов нагрузки, произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства. Принцип использования вакуума для гашения дуги при высоких напряжениях известен достаточно давно. Но практическая реализация стала возможна лишь после появления технических возможностей — создания вакуумночистых сборок материалов и получения высокого вакуума до $1,3 \cdot 10^{-2}$ — 10^{-5} Па. На рис. 5.13 показана зависимость напряжений разряда в однородном поле от расстояния между контактами для различных изоляционных сред.

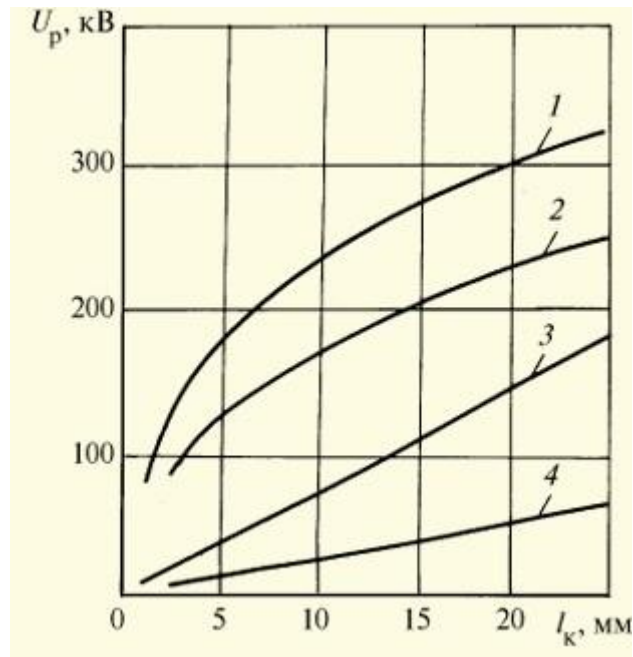


Рис. 5.13. Зависимость напряжения разряда U_p в однородном поле от расстояния между контактами l_k для различных изоляционных сред: 1 – вакуум; 2 – масло; 3 – элегаз; 4 – воздух

Физические основы существования дуги в вакууме. Условия существования и гашения дуги в вакууме имеют свои особенности. При расхождении контактов в **вакуумной дугогасительной камере (ВДК)** в последний момент между ними образуется жидкометаллический мостик, который затем разрушается. Происходит ионизация паров металла контактного мостика под воздействием приложенного напряжения сети, приводящая к образованию дуги. Таким образом, дуга в вакууме существует из-за ионизации паров контактного материала вначале за счет материала контактного мостика, а затем в результате испарения материала электродов под воздействием энергии дуги. Поэтому, если поступление паров контактного материала будет недостаточно, вакуумная дуга должна погаснуть. При подходе тока к нулю тепловая энергия, выделяющаяся в дуге, тоже уменьшается, количество паров металла соответственно снижается, и дуга должна погаснуть на первом переходе тока через нуль. Время горения дуги в ВДК не превышает 10 мс. Кроме того, для вакуумной дуги характерна очень высокая скорость деионизации столба дуги (диффузная деионизация носителей тока электронов и ионов), обеспечивающая быстрое восстановление электрической прочности после погасания дуги.

В вакууме электрическая дуга существует либо в рассеянном, «диффузном», виде при токах до 5000—7000 А, либо в концентрированном, «сжатом», виде при больших значениях тока. Граничный ток перехода дуги из одного состояния в другое зависит в значительной степени от материала, геометрической формы и размеров контактов, а также от скорости изменения тока. «Диффузная» дуга в вакууме существует в виде нескольких параллельных дуг одновременно, через каждую из которых может протекать ток от нескольких десятков до нескольких сотен ампер. При этом катодные

пятна, отталкиваясь друг от друга, стремятся охватить всю контактную поверхность. При небольших токах и значительной площади контактов силы электромагнитного взаимодействия этих проводников с током (токи одного направления притягиваются) не могут преодолеть сил отталкивания катодных пятен друг от друга. Так как через каждое катодное пятно протекают небольшие токи, это приводит к небольшим размерам опорных пятен дуги на катоде. По мере увеличения тока силы электромагнитного притяжения преодолевают силы отталкивания и происходит слияние отдельных дуг в один канал, что приводит к резкому увеличению размеров катодного опорного пятна. Вследствие этого появляются значительные трудности гашения дуги либо происходит полный отказ камеры. Поэтому задачи, стоящие при разработке ВДК, заключаются в создании условий, при которых дуга существовала бы в диффузном виде либо время воздействия «сжатой» дуги на электроды было бы минимальным. Это достигается созданием радиальных магнитных полей, обеспечивающих перемещение опорных точек дуги с высокой скоростью по электродам. Для получения радиальных и аксиальных магнитных полей разработаны различные конструкции контактных систем (рис. 5.14). В ВДК на номинальное напряжение 10 кВ и номинальные токи отключения до 31,5 А применяются контактные системы с поперечным (по отношению к дуге) радиальным магнитным полем (рис. 5.14, а). Контакты 2 со спиральными лепестками имеют вид дисков, у которых периферийные участки разрезаны спиральными пазами 3 на сегменты, соединенные в центральной части. В замкнутом состоянии контакты соприкасаются по кольцевому выступу 1. При размыкании контактов дуга под воздействием электродинамических сил, возникающих из-за искривления контура тока, перемещается на периферийные участки 4. При этом из-за спиралеобразных прорезей возникает радиальное магнитное поле, под воздействием которого дуга перемещается по периферийным участкам с высокой скоростью, что не вызывает появления больших расплавленных зон на электродах. С увеличением тока до 50 кА при ограниченности геометрических размеров электродов скорости движения дуг становятся столь велики, что дуга все-таки успевает образовать значительные оплавления особенно острых кромок лепестков. Это и обусловило предел отключающей возможности контактных систем такого типа — до 50 кА.

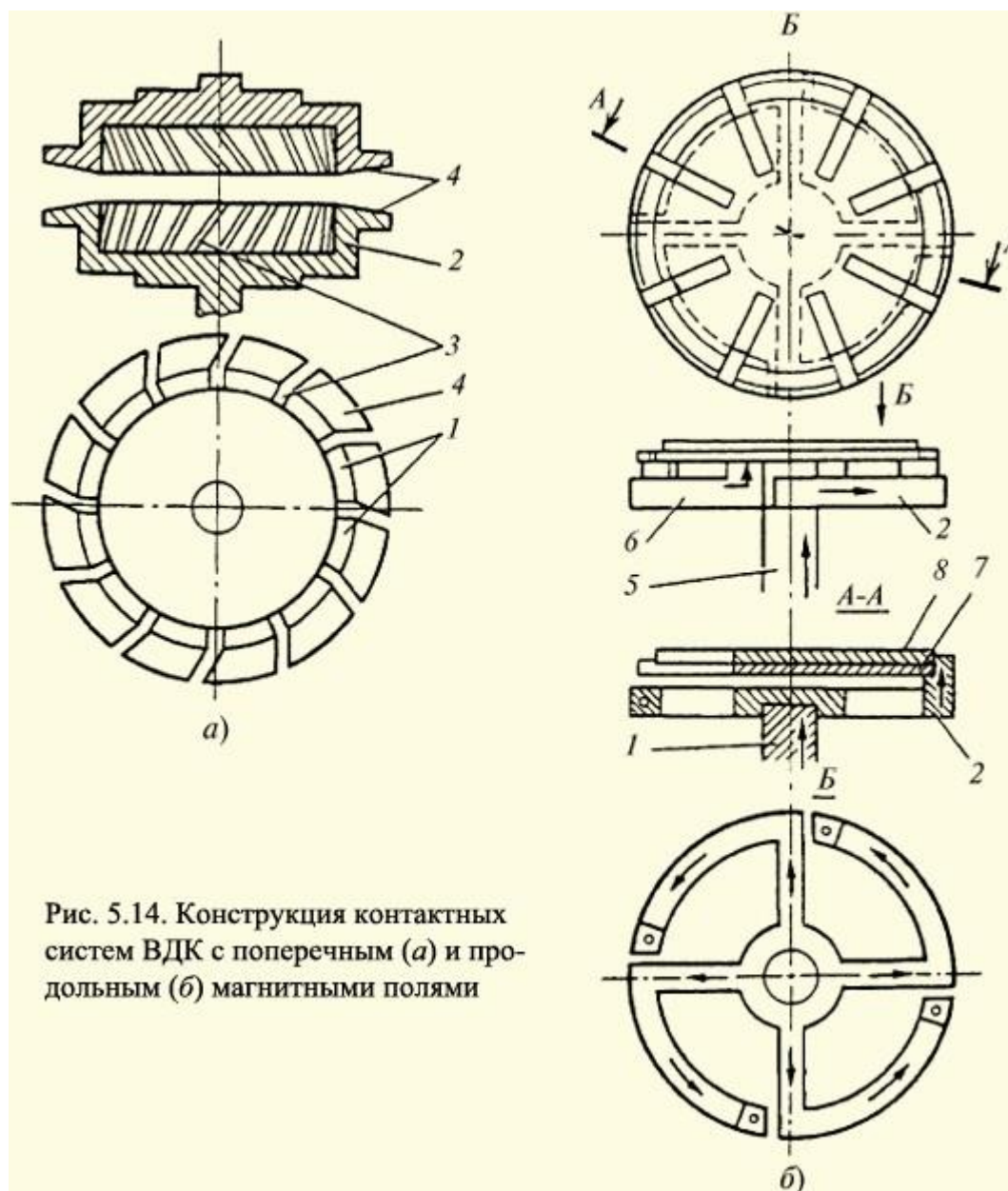


Рис. 5.14. Конструкция контактных систем ВДК с поперечным (а) и продольным (б) магнитными полями

Новые разработки контактных систем направлены на создание аксиального (продольного по отношению к дуге) магнитного поля, образованного током отключения.

Схема контактной системы, представленная на рис. 5.14, б, позволяет коммутировать токи 200 кА. Создание магнитного поля, аксиального параллельным дугам, не дает им возможности соединиться, что сохраняет дугу в диффузном виде. Ток от центрального токоподвода 5 растекается по четырем радиально расположенным токопроводящим «спицам» 6, оканчивающимся на периферии проводниками кольцевой формы, но ограниченными лишь четвертью окружности каждая. В целом это создает один виток, обтекаемый током отключения. Конечности этих кольцевых дуг соединяются непосредственно с электродом 7, на котором и происходит процесс возникновения и гашения дуги. Непосредственно контактирующие поверхности электродов 7, 8 имеют радиальные прорезы, препятствующие слиянию дуг.

Как отмечалось выше, дуга возникает и существует в результате ионизации паров материала контактов. При недостаточном их поступлении она должна гаснуть. Но оказывается, что дуга может погаснуть раньше естественного перехода тока через нуль — явление «среза тока». И тогда могут возникнуть опасные как для аппарата, так и для отключаемой цепи перенапряжения. Исследования показали, что максимальный ток среза наблюдается на контактах из молибдена — 14 А, вольфрама — 9 А, меди — 2 А, висмута — 0,3 А. Поэтому в качестве контактного материала не может быть использован какой-либо один металл, а используется сложная композиция на базе металла с высокой тепло- и электропроводностью (Си), а также небольших включений легколетучих компонентов — висмута, сурьмы, хрома и пр. Таким образом удастся уменьшить ток «среза» до минимального значения.

Конструкции вакуумных выключателей. Конструкции вакуумных выключателей близки к маломасляным и часто отличаются только тем, что имеют вакуумную дугогасительную камеру.

Существует много различных конструкций вакуумных дугогасительных камер. Одна из распространенных конструкций (рис. 5.15) имеет два изоляционных цилиндрических кожуха 1, 2, снабженных по торцам металлическими фланцами 4, 15. Неподвижный контакт 12 при помощи токоввода 13 жестко крепится к фланцу 15, подвижный контакт 11 связан с фланцем 4 при помощи сильфона 5. Токоподвод 7 подвижного контакта 11 перемещается в направляющих 6 корпуса 8, соединенного с фланцем 4. Как правило, в конструкции ВДК имеются экраны 3, 9, 10, 14, выполняющие функции повышения электрической прочности камеры за счет выравнивания градиента напряженности электрических полей и защиты внутренних изоляционных частей от металлизации распыленным контактным материалом. Как следует из рис. 5.13, электрическая прочность контактного промежутка очень высока. Это приводит к тому, что расстояние между контактами при напряжениях до 35 кВ не превышает 5 мм. Несмотря на то что сильфоном создаются определенные усилия на контакт, общее контактное усилие с учетом токов КЗ 40—100 кА в ВДК может достигать 1000—4000 Н.

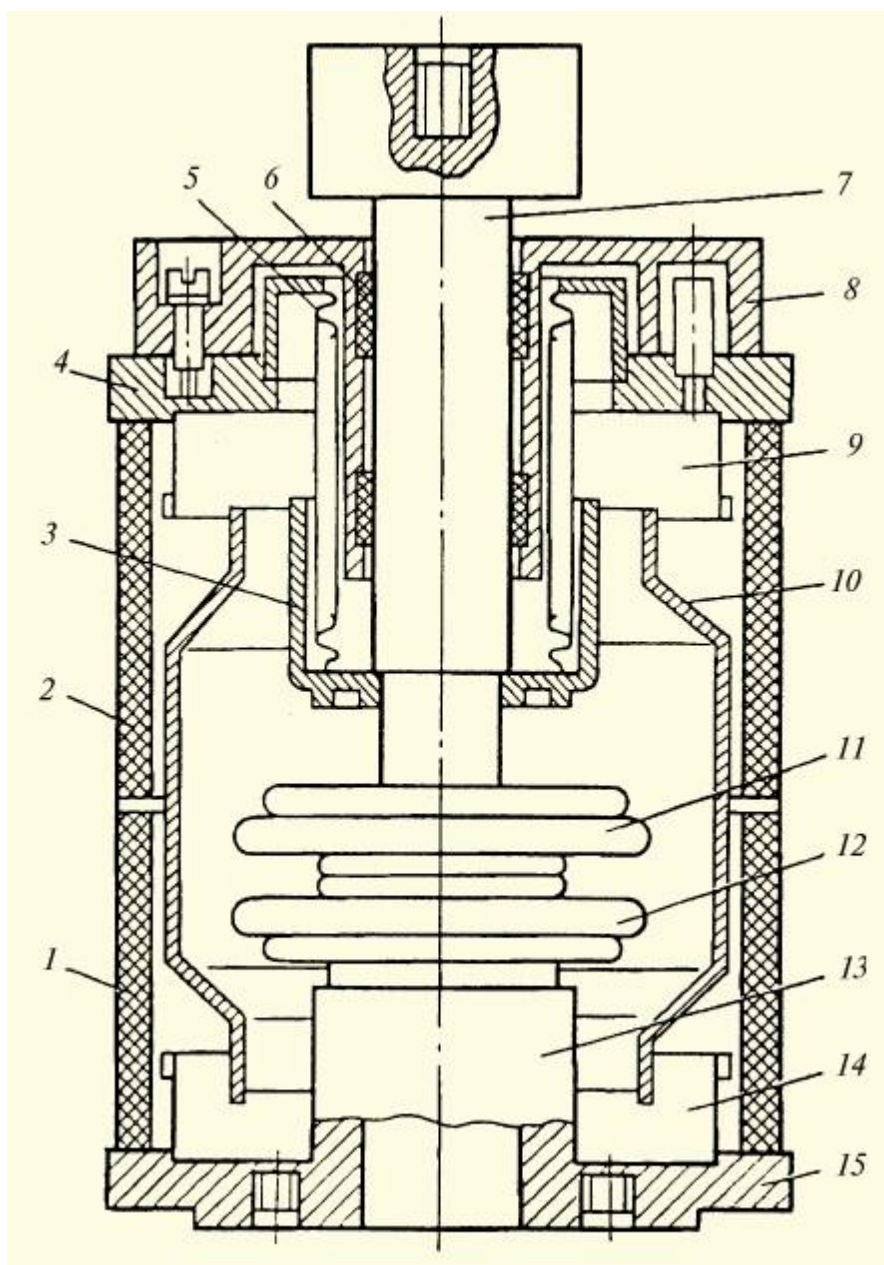


Рис. 5.15. Вакуумная дугогасительная камера ВДК-10-31

Вакуумные выключатели находят все более широкое применение, часто заменяя и вытесняя менее надежные и более металло- и материалоемкие масляные и электромагнитные выключатели. Выпуск вакуумных выключателей среднего напряжения от общего выпуска в настоящее время достиг в Японии 50 %, в Великобритании 30 % и в США 20 %.

5.4. Разъединители, отделители, короткозамыкатели

Как отмечалось выше, **разъединители** служат лишь для коммутации обесточенных цепей в целях проведения ремонта или ревизии АВН, а также для выполнения переключений РУ на резервное питание. При проведении ревизии или ремонта того или иного электротехнического оборудования на высоком напряжении необходимо после отключения тока в данной цепи

произвести отключение данного объекта с обеих сторон с созданием видимого разрыва цепи. Кроме того, объект с обеих сторон заземляется либо переносными заземлителями, либо заземлитель предусмотрен в конструкции разъединителя и заблокирован с механизмом привода ножа разъединителя. Исходя из задачи обеспечения безопасности обслуживающего персонала при проведении работ на линии, а также осуществления бесперебойного электроснабжения потребителей, разъединитель должен отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать видимый разрыв тока в цепи при отключении;*
- быть термически и электродинамически устойчив;*
- иметь требуемый уровень изоляции при любых атмосферных условиях;*
- иметь простую и надежную конструкцию с учетом самых тяжелых условий работы (обледенение, ветровые нагрузки).*

Поэтому разъединитель имеет таким образом организованную изоляцию, что при появлении недопустимо большого напряжения на полюсе отключенного разъединителя пробой должен произойти между полюсом и землей по его опорной изоляции, а не между разведенными ножами. Разъединители наружной установки, как правило, имеют заземлители и могут снабжаться дугогасительными рогами для гашения емкостных токов и приспособлениями, разрушающими корку льда. Большое разнообразие условий эксплуатации электроустановок определяет и конструктивные различия разъединителей. На рис. 5.16а показан разъединитель на 220 кВ с опорно-стержневыми изоляторами, а на Рис. 5.16. изображён чертёж элегазового разъединителя на напряжение 362 кВ.

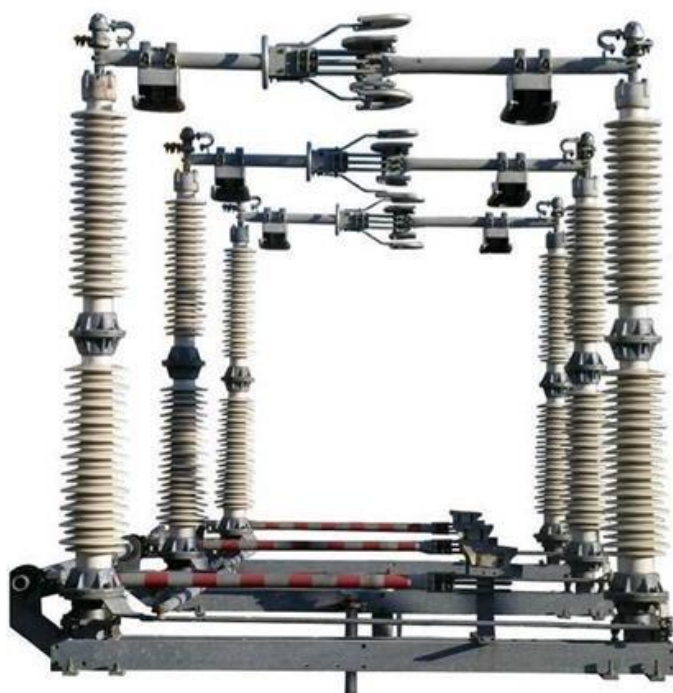


Рис. 5.16а Разъединитель 220 кВ с опорно-стержневыми изоляторами,

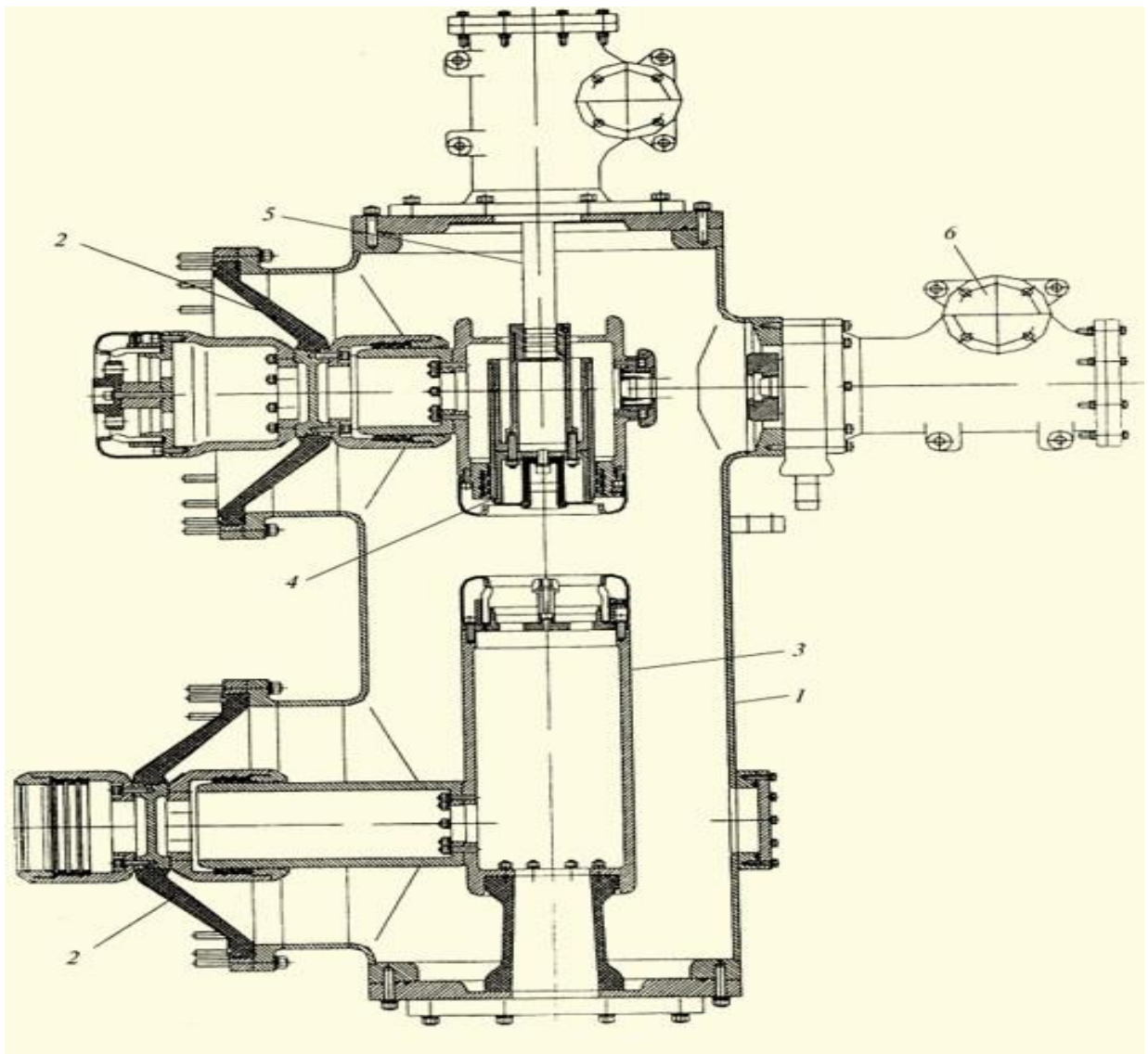


Рис. 5.16. Разъединитель шинный на 362 кВ:

1 – резервуар; 2- изолятор; 3 – неподвижный контакт; 4 – подвижный контакт; 5 – тяга; 6 – заземлитель

Отделители и **короткозамыкатели** устанавливаются на стороне высшего напряжения в менее ответственных РУ в целях экономии капитальных затрат и места. Выключатели при этом предусматриваются только на стороне низшего напряжения. При перегрузках силового трансформатора, повреждении его внутренней изоляции, повышенном газовыделении внутри бака происходит срабатывание реле газоанализатора среды либо реле дифференциальной защиты. Срабатывание этих реле дает команду на автоматическое срабатывание короткозамыкателя, провоцирующего

действительное КЗ на стороне высшего напряжения. В цепи протекания тока КЗ короткозамыкателя установлены трансформаторы тока, которые дают команду о чрезмерном токе в систему релейной защиты, в свою очередь включающей систему управления выключателем на отключение выключателя. После отключения искусственно созданного КЗ линейным выключателем, часто находящимся на значительном удалении от данного РУ, исчезновение тока КЗ дает команду на отключение отделителя данного РУ. После чего в соответствии с режимом АПВ питание линии вновь возобновляется, т.е. обеспечивается отключение трансформатора в аварийном состоянии без использования выключателя на стороне высшего напряжения. Отключение короткозамыкателя осуществляется приводом, включение — с помощью взведенных пружин. Отделитель отключается автоматически, включается вручную для исключения возможности ошибочного автоматического включения при неотключенном короткозамыкателе.

5.5. Защитные и токоограничивающие аппараты

Для защиты изоляционных конструкций РУ от грозовых и коммутационных перенапряжений применяются **разрядники** и **нелинейные ограничители перенапряжения** (ОПН). Изменение напряжения и тока сопровождения на разряднике при его пробое (срабатывании) показано на рис. 5.17, а.

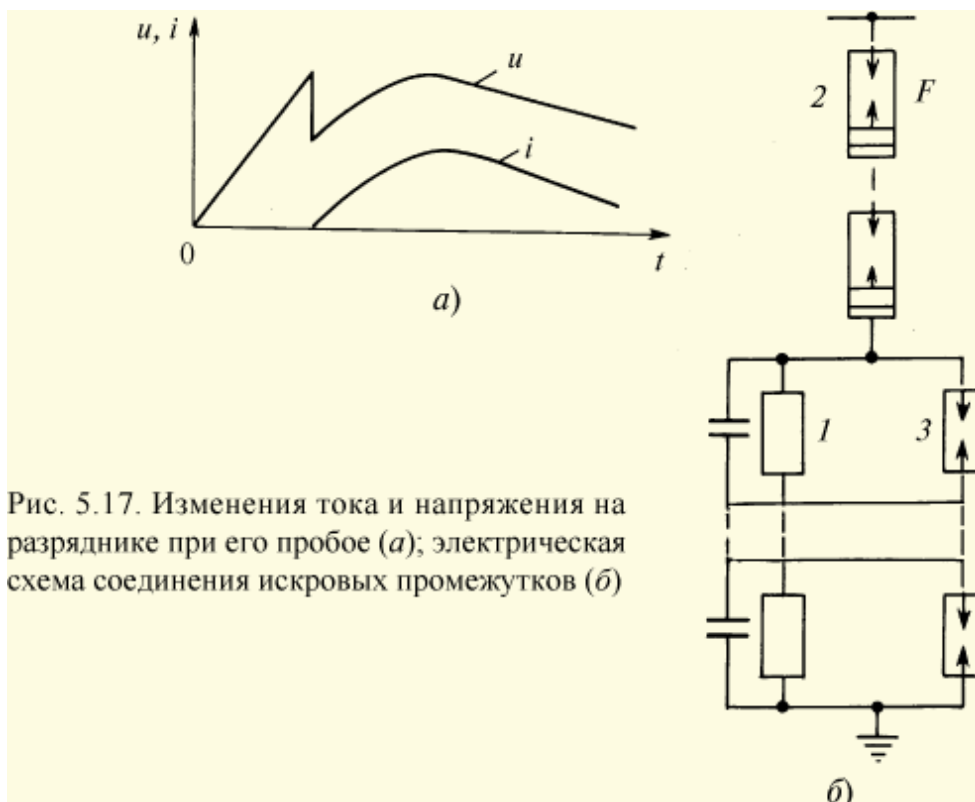


Рис. 5.17. Изменения тока и напряжения на разряднике при его пробое (а); электрическая схема соединения искровых промежутков (б)

Основными элементами вентильных разрядников являются искровые промежутки, последовательно соединенные с резистором, имеющим нелинейную вольт-амперную характеристику (ВАХ). В некоторых разрядниках параллельно искровым промежуткам 2, 3 присоединяются шунтирующие резисторы 1 (линейные) и конденсаторы, дающие возможность управлять распределением напряжений различной длительности по искровым промежуткам (рис. 5.17, б).

На рис. 5.18 представлен вентильный разрядник на напряжение 33 кВ, состоящий из фарфоровой покрышки 1, колонки нелинейных резисторов из вилита 2 и блока последовательно соединенных искровых промежутков 3.

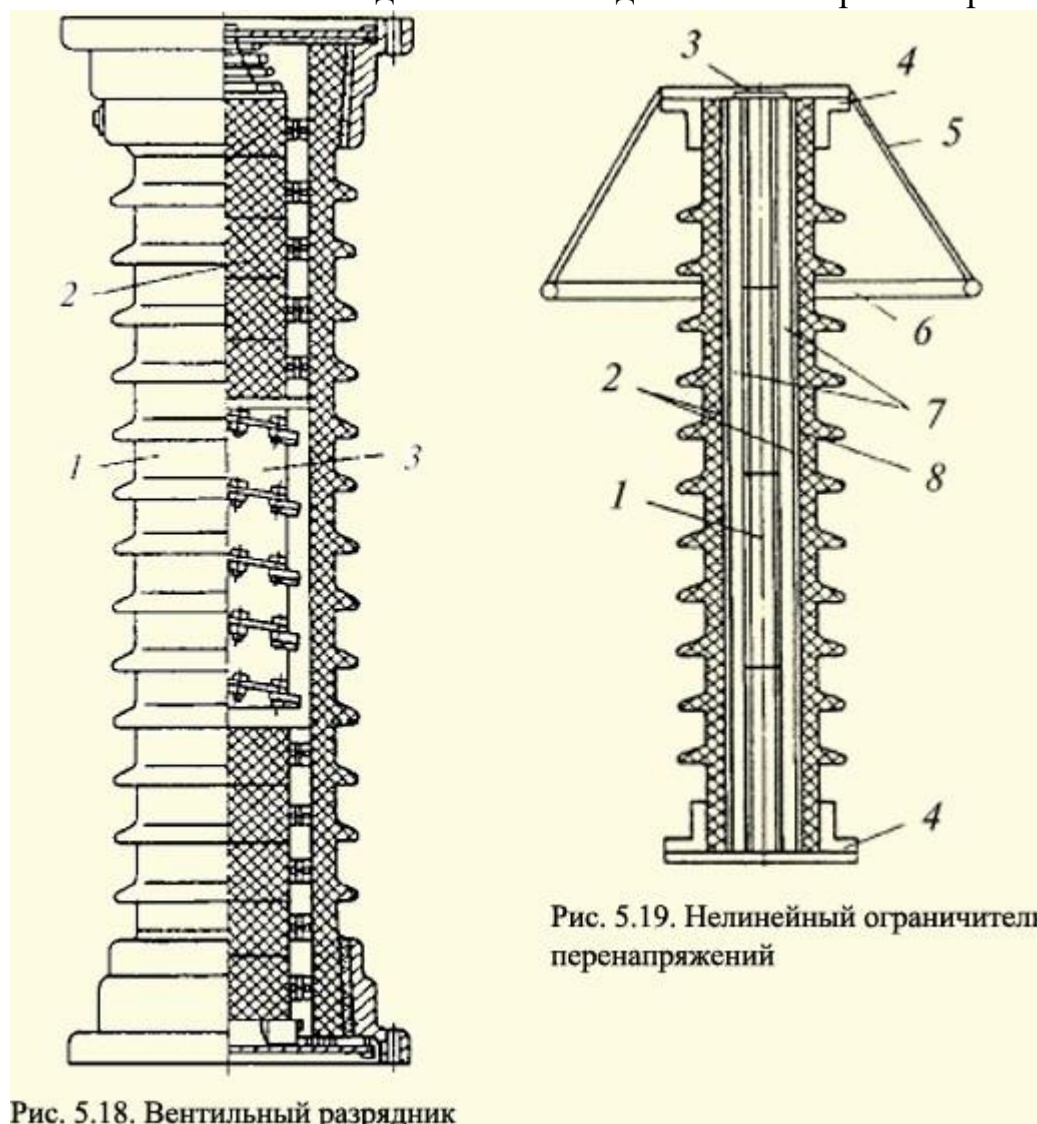


Рис. 5.19. Нелинейный ограничитель перенапряжений

Рис. 5.18. Вентильный разрядник

Конструкция ОПН показана на рис. 5.19. Основными элементами ОПН являются фарфоровый корпус 2, фланцы 4, имеющие устройство 3, обеспечивающее герметичность, наружный тороидальный экран 6 с держателями 5, обеспечивающий выравнивание распределения напряжения по варисторам 7. Варисторы имеют внутреннюю полость 1, служащую для сброса избыточного давления при аварийном режиме через клапан взрывобезопасности 3. Тепловая прослойка 8, передающая избыток теплоты

от варисторов на корпус, одновременно используется для крепления варисторов 7. В последнее время для изготовления корпусов ОПН стали применять полимерные материалы, например стеклопластик, что позволяет существенно снизить массу аппаратов и упростить конструкцию ОПН.

Одним из основных недостатков вентильных разрядников является высокое значение коэффициента нелинейности материалов (тервита и вилита) = (0,2—0,4), а также нестабильность напряжений пробоя. Поэтому значительный прогресс был достигнут после разработки новых оксидно-цинковых варисторов с коэффициентом нелинейности = 0,02. Это позволило разработать аппараты защиты без искровых промежутков. При рабочем напряжении токи через варисторы составляют миллиамперы, а при перенапряжениях соответственно сотни и тысячи ампер.

Ограничитель подсоединен к сети в течение всего срока службы. Поэтому через варисторы непрерывно протекает ток. Ограничитель сохраняет работоспособность до тех пор, пока воздействием рабочего напряжения и импульсов перенапряжений активная составляющая тока не превысит некоторого критического значения, при котором нарушается тепловое равновесие аппарата.

Поглощение ограничителем энергии из сети предшествует повышению перенапряжения. Кратность ограничения перенапряжений ОПН имеет порядок 1,75 (для коммутационных) и соответственно 2,42—1,8 (для грозовых), что значительно ниже, чем для вентильных разрядников, и, самое главное, обеспечивается стабильность этого коэффициента.

Токоограничивающим реактором называется электрический аппарат, выполненный в виде катушки неизменной индуктивности, предназначенный для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах РУ в аварийном режиме. Откуда следует, что при возникновении КЗ на одной из отходящих линий низкого напряжения ток КЗ будет ограничиваться реактивными сопротивлениями генератора X_g и реактора X_m :

$$I_k = U_{ном} / (X_g + X_p) \quad (5.2)$$

Обычно реактивное сопротивление реактора выражают в процентах:

$$X_p\% = I_{ном.р} X_p \cdot 100 / U_{ном} \quad (5.3)$$

Ток генератора много больше номинального тока отходящих линий, при этом $X_p \gg X_g$. Таким образом, реально реактивное сопротивление реактора ограничивает уровень ожидаемого тока КЗ. Использование

реактора позволяет выбрать коммутационную аппаратуру на более легкие режимы по номинальному току отключения и токам термической и динамической стойкости. Как известно, в номинальном режиме на реакторе будут наблюдаться постоянные потери напряжения. Поэтому увеличение индуктивного сопротивления реактора $X_p\%$ приводит к росту дополнительных потерь напряжения на нем. Увеличение индуктивности позволит более глубоко ограничить ток КЗ и использовать в сети более простые и дешевые аппараты. Используя критерий минимума затрат для РУ в целом, можно выбрать реактор с оптимальными электрическими параметрами.

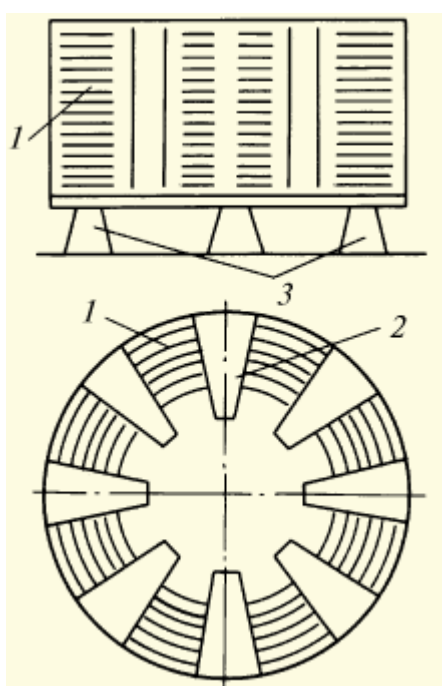


Рис.5.20. Однофазный бетонный реактор

Для обеспечения линейности вольт-амперных характеристик реактора применяются конструкции без ферромагнитного магнитопровода. Наиболее просты и дешевые конструкции сухих бетонных реакторов. На рис. 5.20 представлена конструкция однофазного бетонного реактора. Многожильный кабель 1 (медный или алюминиевый) при изготовлении заливается в специальные формы и крепится при помощи бетонных стоек-колонн 2. Основания колонн крепятся к опорным изоляторам 3. Для повышения электрической прочности после отверждения бетон пропитывается специальным лаком. Между витками катушки реактора имеются значительные расстояния, которые необходимы для снижения электродинамического усилия при КЗ и охлаждения реактора в номинальном режиме. Отдельные модули (фазные) реакторов могут располагаться

вертикально и горизонтально, но обязательно в закрытых помещениях. К недостаткам реакторов кроме больших массы и габаритных размеров, следует отнести и создание значительных магнитных полей рассеяния.

Лекция № 8. Источники реактивной мощности.

Содержание лекции

- 8.1. *Реактивная мощность в электрической сети*
- 8.2. *Источники реактивной мощности и их назначение*
- 8.3. *Типы источников реактивной мощности*
- 8.4. *Синхронные генераторы электростанций*
- 8.5. *Синхронные компенсаторы*
- 8.6. *Конденсаторные батареи*
- 8.7. *Статические тиристорные компенсаторы на базе КБ*
- 8.8. *Реакторы, коммутируемые выключателями*
- 8.9. *Насыщающиеся реакторы*
- 8.10. *Реакторы, коммутируемые тиристорами*
- 8.11. *Комбинированные ИРМ*

8.1. Реактивная мощность в электрической сети

Электрическая энергия, вырабатываемая генераторами электростанций, характеризуется их **активной и реактивной мощностью**. Активная мощность потребляется электроприёмниками, преобразуясь в тепловую, механическую и другие виды энергии. Реактивная мощность характеризует электроэнергию, преобразуемую в энергию электрических и магнитных полей. В электрической сети и её электроприёмниках происходит процесс обмена энергией между электрическими и магнитными полями. Устройства, которые целенаправленно участвуют в этом процессе, называют **источниками реактивной мощности (ИРМ)**. Такими устройствами могут быть не только генераторы электрических станций,

но и синхронные компенсаторы, реакторы, конденсаторы, реактивной мощностью которых управляют по определённому закону регулирования с помощью специальных средств.

Мощность электрооборудования электроэнергетической системы (генераторы, линии электропередач, трансформаторы, электроприёмники и т. п.) определяется его **полной мощностью**. Полная мощность S при синусоидальной форме напряжения и тока связана с активной P и реактивной Q мощностями квадратичной зависимостью $S^2 = P^2 + Q^2$. При этом полная мощность $S = UI$, активная $P = UI \cos \varphi$ и реактивная $Q = UI \sin \varphi$, где U и I - действующие значения синусоидального напряжения и тока; φ - угол между векторами напряжения и тока.

В конденсаторах, кабелях и других видах электрооборудования, которое характеризуется ёмкостным сопротивлением X_C , реактивной мощностью $Q = U^2/X_C$, определяемой приложенным напряжением U , создаются электрические поля.

В индуктивных элементах системы, например в реакторах, трансформаторах, электродвигателях, создаются магнитные поля. В этом случае реактивная мощность $Q = I^2 X_L$ определяется током I и индуктивным сопротивлением элемента X_L .

Ёмкостной ток в идеальном конденсаторе **опережает** приложенное к нему напряжение на 90 эл. град. Тогда мощность этого конденсатора $Q_C = UI \sin (-\varphi)$ ($-UI$ имеет отрицательный знак). В этом случае говорят, что конденсатор генерирует реактивную мощность.

Индуктивный ток в идеальном реакторе **отстаёт** от приложенного к нему напряжения на 90 эл. град. Мощность реактора $Q_L = UI \sin \varphi$ имеет положительный знак. В этом случае говорят, что реактор потребляет реактивную мощность.

Очевидно, что в понятиях «генерирование» и «потребление» реактивной мощности заложена определённая условность, но тем самым подчёркивается, что взаимодействие ёмкостных и индуктивных элементов в электрической сети имеет компенсирующий эффект $Q_s = Q_L - Q_C$. Это свойство элементов широко используется на практике для компенсации реактивной мощности, тем самым снижая падение напряжения в сети, потери электроэнергии.

Приведённые выше величины S , P , Q применяются при расчётах режимов в электроэнергетических системах, проектировании и выборе электрооборудования. Значения этих величин принимаются как независимые от времени, что позволяет существенно упростить расчёты.

Фактически же по цепи протекает переменный ток, мгновенное значение которого определяется выражением $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$. Под действием этого тока на элементах цепи устанавливается напряжение $u_a = U_m \cos \varphi \sin(\omega t - \varphi)$ - активная составляющая и $u_p = U_m \sin \varphi \sin(\omega t - \varphi \pm \pi/2)$ — реактивная составляющая. Здесь U_m и I_m — амплитуды синусоидальных напряжения и тока. При этом мощность, потребляемая активными элементами электрической цепи, определяется как функция времени выражением $p_a = i u_a$

$= UI \cos \varphi [1 - \cos(2t - \varphi)]$, а реактивная мощность, потребляемая (генерируемая) реактивными элементами, $-q_p = iu_p = \pm UI \sin \varphi \sin 2(t - \varphi)$. Линейные диаграммы, отображающие мгновенные значения напряжения и тока в активно-индуктивной цепи, а также соответствующие им мощности приведены на рис. 8.1.

Амплитуды активной и реактивной мощностей, изменяющихся по синусоидальному закону с двойной частотой (2), соответственно составляют $P = UI \cos \varphi$ и $Q = UI \sin \varphi$, т.е. те самые значения мощностей, которыми пользуются при расчетах режимов и выборе оборудования. При этом мгновенные значения «потребляемой» в индуктивных элементах и «генерируемой» в ёмкостных элементах реактивной мощности в каждый момент времени имеют противоположный знак, в чем, как было отмечено выше, и проявляется их взаимокомпенсирующее действие.

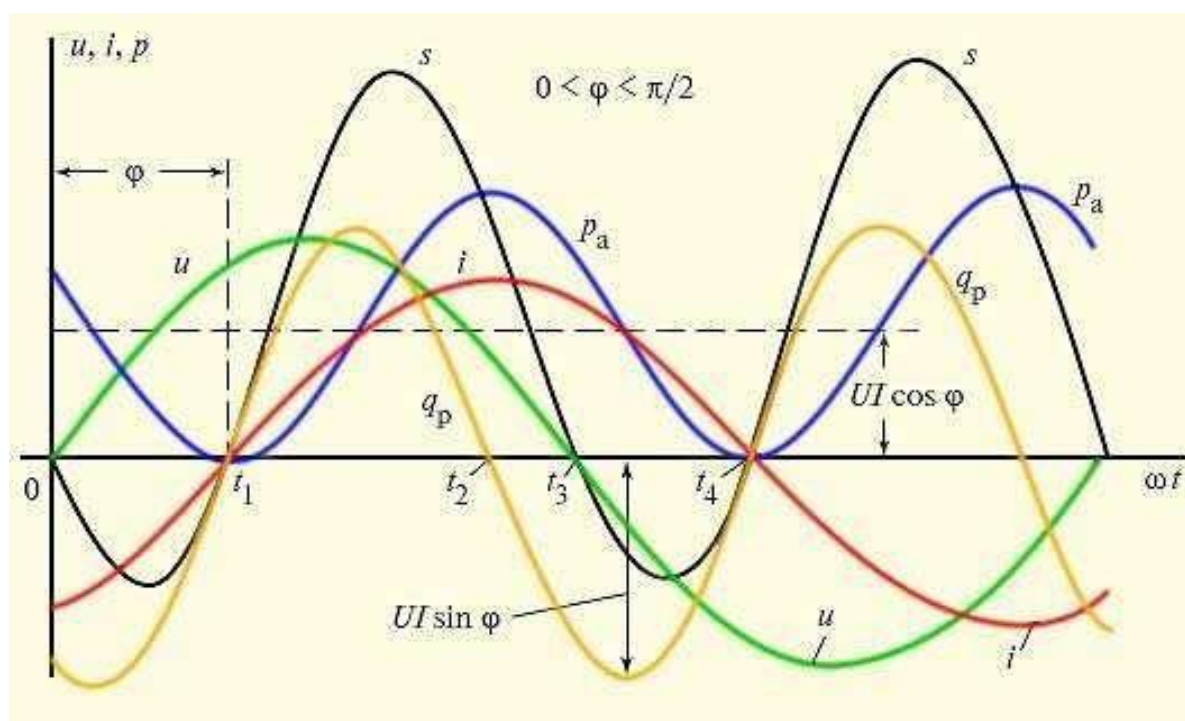


Рис. 8.1. Изменение мгновенных значений полной s , активной и реактивной мощности в цепи с активно-реактивной нагрузкой ($0 < \varphi < \pi/2$)

8.2. Источники реактивной мощности и их назначение

Понятие источники реактивной мощности (ИРМ) обычно относят к любым устройствам, способным целенаправленно воздействовать на **баланс реактивной мощности** в электроэнергетической системе. Это воздействие может быть достигнуто увеличением (уменьшением) как генерируемой, так и потребляемой реактивной мощности. ИРМ — это обязательно регулируемое устройство, мощность которого изменяется вручную или автоматически, дискретно (ступенями), плавно или плавно - ступенчато. Основным

параметром регулирования ИРМ является напряжение в точке его подключения или реактивная мощность нагрузки, для компенсации которой ИРМ предназначен, или и то, и другое одновременно. Для повышения чувствительности регулирования в регулятор ИРМ вводят каналы, реагирующие на скорость изменения напряжения или реактивной мощности. Структура органов регулирования ИРМ и реализуемый закон регулирования определяются его назначением. В целом ИРМ является многофункциональным устройством именно благодаря возможности регулирования реактивной мощности — одного из основных режимных параметров электрической системы.

В электрических системах ИРМ применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

- снижения потерь активной мощности и электроэнергии;
- регулирования напряжения в узлах нагрузки;
- увеличения пропускной способности электропередач;
- увеличения запасов статической устойчивости электропередач и генераторов электростанций;
- улучшения динамической устойчивости электропередач;
- ограничения перенапряжений;
- симметрирования режима.

В системах электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий ИРМ применяют с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной резкопеременной нагрузкой, и симметрирования нагрузки. Кроме того, в СЭС с нелинейной (несинусоидальной) нагрузкой, генерирующей токи высших гармоник, ИРМ могут выполнять и роль фильтро-компенсирующих устройств.

8.3. Типы источников реактивной мощности

Регулируемая компенсация реактивной мощности обеспечивается с помощью шунтовых устройств, подключаемых к шинам подстанции или нагрузки параллельно. Эти устройства можно разделить на две принципиально отличные друг от друга группы. К первой группе ИРМ относятся вращающиеся синхронные машины: синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели. Эти устройства позволяют плавно регулировать реактивную мощность, как в режиме генерирования, так и потребления. Ко второй группе относятся статические ИРМ или статические компенсаторы реактивной мощности. К ним относятся конденсаторные батареи, реакторы, но не токоограничивающие, устройства на базе преобразователей (выпрямители, инверторы) с искусственной коммутацией тиристоров или их комбинации.

Конденсаторные батареи способны регулировать генерируемую имощность только ступенчато. Для их коммутации (включения, выключения) применяют в сетях до 1 кВ — обычные контакторы, в сетях 6—10 кВ и выше

- выключатели либо **тиристорные ключи** (два тиристора или тиристорных блока, включенных встречно-параллельно).

Реактивную мощность, потребляемую реакторами, можно регулировать как ступенчато, используя для этого такую же, как и для конденсаторов, коммутационную аппаратуру, так и плавно с помощью тириستоров. К особой группе относятся насыщающиеся реакторы, способные плавно изменять потребляемую реактивную мощность **параметрически** без регулятора в зависимости от приложенного к нему напряжения в точке подключения.

В большинстве системных задач и тем более для систем электроснабжения промышленных предприятий должны применяться ИРМ, способные генерировать реактивную мощность. К таким ИРМ относятся синхронные машины и конденсаторные батареи. Однако первые, обладая способностью плавно регулировать реактивную мощность, что является их достоинством, обладают большой инерционностью, обусловленной постоянной времени системы возбуждения, что является их недостатком. Конденсаторные батареи, особенно коммутируемые тиристорами, обладают высоким быстродействием (10—20 мс) при ступенчатом регулировании реактивной мощности. В ряде задач, например обеспечения статической устойчивости электропередач, ступенчатое регулирование практически неприемлемо. Решение проблемы находят в применении комбинированных ИРМ, которые способны при высоком быстродействии плавно регулировать реактивную мощность. Такие ИРМ обычно состоят из регулируемой ступенчато конденсаторной батареи и плавно регулируемого реактора, включённых параллельно.

В отличие от конденсаторной батареи, т.е. устройства **прямой компенсации**, комбинированные ИРМ называют устройствами **косвенной компенсации**, имея в виду, что реактор в таком ИРМ выполняет вспомогательную роль, обеспечивая плавность регулирования, тогда, когда ИРМ в целом генерирует реактивную мощность. Но ИРМ косвенной компенсации в зависимости от соотношения установленных мощностей конденсаторов и реакторов может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность при плавном переходе от одного режима к другому. Однако при относительно большой мощности регулируемых тиристорами реакторов комбинированные ИРМ становятся источниками высших гармоник тока. И это - их недостаток, устранение которого возможно путём установки фильтров высших гармоник тока. Обычно роль фильтрокомпенсирующих устройств выполняют секционированные конденсаторные батареи. Для этого последовательно с конденсаторами включают небольшие реакторы, обеспечивая условия, при которых сопротивление цепи конденсатор-реактор близко к нулю на частоте настройки на компенсируемую гармонику.

8.4. Синхронные генераторы электростанций

Синхронные генераторы как основные источники реактивной мощности являются также одним из основных средств регулирования

напряжения. Возможность генератора как регулирующего устройства определяется его исполнением (гидро- или турбогенератор), тепловым режимом, системой возбуждения и автоматическим регулятором возбуждения (АРВ). Регулируемым параметром генератора является напряжение на его зажимах, которое для большинства генераторов может изменяться в пределах $0,95U_{\text{ном}} \leq U_{\Gamma} \leq 1,05U_{\text{ном}}$. Заданное напряжение может поддерживаться только в том случае, если выработка генератором реактивной мощности находится в допустимых пределах: $Q_{\min} \leq Q_{\Gamma} \leq Q_{\max}$.

Для турбогенераторов вследствие их конструктивной особенности регулировочный диапазон по реактивной мощности можно принимать в зависимости от его коэффициента мощности $\cos\varphi$, как показано на диаграмме, приведённой на рис. 8.2. Для гидрогенераторов полная мощность, как правило, не зависит от $\cos\varphi$. Гидрогенераторы в большинстве случаев проектируются для работы в режиме синхронного компенсатора, т.е. для них $Q_{\Gamma} = S_{\Gamma, \text{ном}}$.

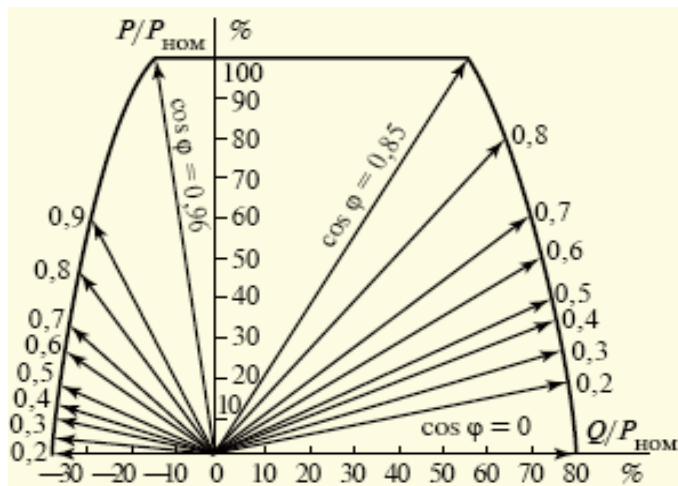


Рис. 8.2. Диаграмма ограничений выдачи и потребления реактивной мощности для турбогенератора

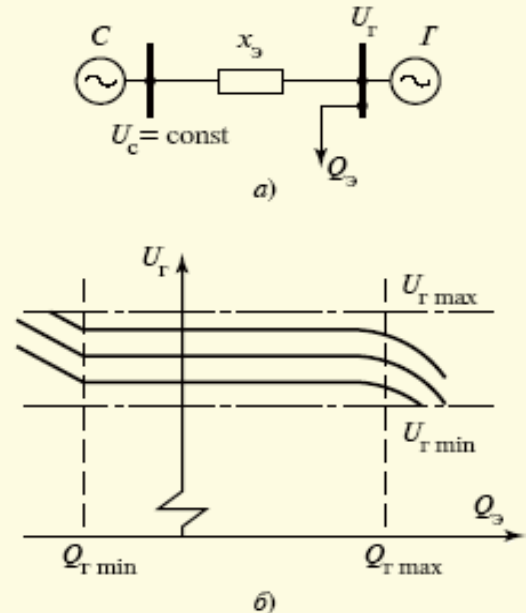


Рис. 8.3. Схема простой связи электростанции с системой С (а) и статические характеристики генератора Г (б)

Как видно из рис. 8.2, турбогенератор может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность. Необходимость в этом связана с регулированием (поддержанием) напряжения на зажимах генератора (на шинах генераторного напряжения). Способность генератора в этом отношении иллюстрируется его статической характеристикой $U_{\Gamma} = f(Q_3)$ (рис. 8.3) и обеспечивается его АРВ путем изменения тока возбуждения. С увеличением тока возбуждения реактивная мощность возрастает, изменяясь

при этом в допустимых пределах от $Q_{Г \min}$ до $Q_{Г \max}$. Если при уменьшении Q , реактивная мощность генератора уменьшается до $Q_{Г \min}$, напряжение на его шинах начинает возрастать. И наоборот, если реактивная мощность увеличивается до $Q_{Г \max}$, напряжение на его шинах снижается. На участке от $Q_{Г \min}$ до $Q_{Г \max}$ напряжение благодаря действию АРВ поддерживается с заданным **статизмом**, определяемым наклоном его статической характеристики. Такое регулирование напряжения возможно, как уже отмечалось, в диапазоне $(0,95—1,05)U_{\text{ном}}$.

8.5. Синхронные компенсаторы

Синхронные компенсаторы (СК) предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения СК в пределах $\pm 5\%$ номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности, чем они и влияют на режим электроэнергетической системы (ЭЭС). Синхронные компенсаторы устанавливаются в тех точках ЭЭС, где **график нагрузки** меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это подстанции 330—500 кВ, где СК присоединяется к шинам низшего напряжения 10—20 кВ.

Синхронный компенсатор — электрическая вращающаяся машина, работающая в режиме холостого хода, т.е. без активной нагрузки.

Синхронный компенсатор, включенный в систему без возбуждения, потребляет реактивную мощность (индуктивный режим). Потребляемая в этом режиме реактивная мощность может быть приближенно определена как $Q_{\text{СК}} = U^2/x_d$, где x_d — синхронное реактивное сопротивление СК. При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим генерирования реактивной мощности (емкостной режим). Минимальная длительно допустимая реактивная мощность СК, как правило, не ниже 50 % номинальной мощности. Снижение потребляемой в этом режиме мощности сопровождается снижением ЭДС синхронной машины, и, как следствие, снижается запас устойчивой работы, чем и ограничивается минимальный уровень потребляемой реактивной мощности.

В режиме генерирования реактивной мощности $Q_{\text{max}} = S_{\text{ном}}$ допускаются и кратковременные перегрузки путем форсировки тока возбуждения СК. Так же, как и для генераторов, свойства СК определяются и его регулятором возбуждения. Достоинством СК является положительный регулирующий эффект, т.е. способность увеличивать генерируемую реактивную мощность при снижении напряжения на его шинах. Параметрами регулирования СК являются реактивная мощность и напряжение, ограниченные допустимыми диапазонами изменения $Q_{\min} \leq Q_{\text{СК}} \leq Q_{\max}$, $0,95U_{\text{ном}} \leq U_{\text{СК}} \leq 1,05U_{\text{ном}}$. Статическая характеристика СК аналогична характеристике, приведённой на рис. 8.3 для синхронного генератора.

8.6. Конденсаторные батареи

Конденсаторные батареи (КБ) являются простым и надёжным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор — это устройство, которое состоит из двух проводников, разделённых диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые могут иметь любую форму, при заряде конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его ёмкость и приложенное к его проводникам напряжение. Ёмкость конденсатора, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками.

Пространство между проводниками заполнено диэлектриком, т.е. материалом, обладающим высокими изоляционными свойствами или, можно сказать, очень низкой электропроводностью. К таким материалам относятся, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая плёнка. Диэлектрик, применяемый в конденсаторах, должен обладать высокой электрической прочностью, т.е. сохранять свои изолирующие свойства при высоком напряжении и небольшой толщине (10—15 мкм). Качество диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость, т.е. способность аккумулировать электрический заряд. Например, относительная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, пропитанной маслом, составляет 3,5—4, а полистирольной плёнки - 2,5—2,7.

Таким образом, ёмкость конденсатора, измеряемая в **микрофарадах** (мкФ), составляет $C = \varepsilon S \cdot 10^{-6}/d$, где ε — диэлектрическая проницаемость, Ф/м; S - площадь поверхности обкладок (проводников) конденсатора, м²; d - расстояние между обкладками (толщина диэлектрика, разделяющего эти обкладки), м · 10⁻⁶.

Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и ёмкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg}\delta$) и характеризующих удельные потери (Вт/квар) в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/квар.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность, измеряемая в киловольт-амперах реактивных (квар), составляет от 10 до 100 квар.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоёв алюминиевой фольги, проложенных конденсаторной бумагой или синтетической плёнкой толщиной 10—15 мкм (0,01—0,015 мм). Соединённые между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трёхфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные — один.

Шкала номинальных напряжений конденсаторов от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Группу конденсаторов, соединённых между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют **конденсаторной батареей**.

Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует **конденсаторную установку (КУ)**.

Мощность, генерируемая КБ, при ее заданной ёмкости C пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте $Q_{КБ} = U^2 \omega C$.

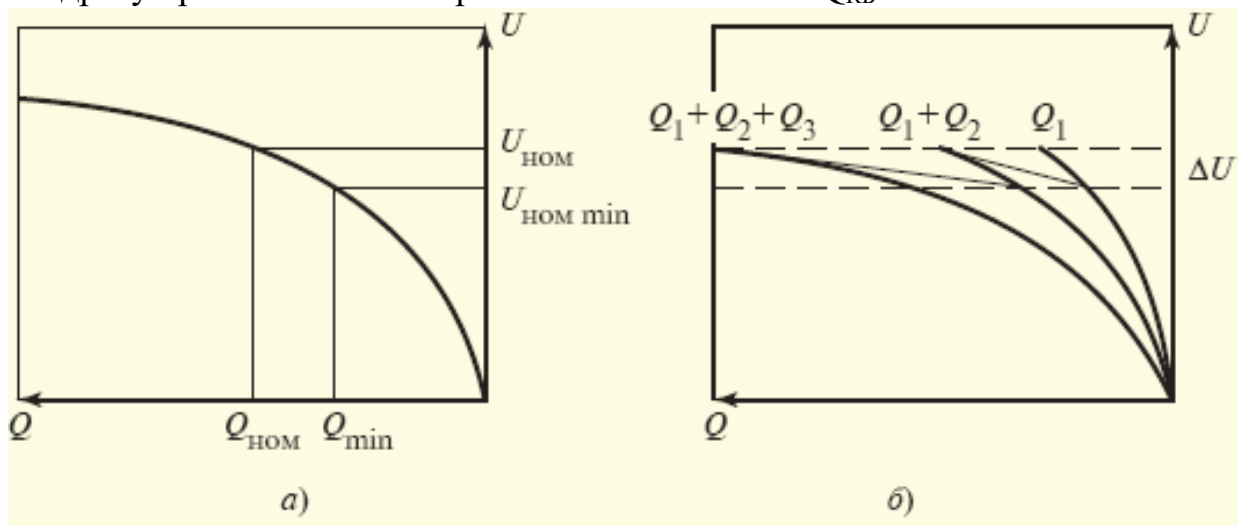


Рис. 8.4. Статические характеристики КУ:

а — состоящей из одной секции; *б* — состоящей из трёх секций

Поэтому нерегулируемые КБ обладают **отрицательным регулирующим эффектом**, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что мощность КБ снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать.

Регулирующий эффект КУ по реактивной мощности показан на рис. 8.4, *а*, КУ, состоящий из нескольких секций, — на рис. 8.4, *б*. Как видно из рис. 8.4, *а*, при снижении напряжения от $U_{\text{ном}}$ до $U_{\text{мин}}$ реактивная мощность снижается пропорционально квадрату напряжения от $Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\text{мин}}$.

Преодоление этого недостатка находят в формировании КБ из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и/или

мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом ёмкость батареи в целом. Это и позволяет увеличивать суммарную мощность КБ при снижении напряжения. Так мощность КУ при снижении напряжения возрастает ступенями Q_1 , $Q_1 + Q_2$, $Q_1 + Q_2 + Q_3$, как показано на рис. 8.4, б для КУ, состоящей из трёх секций КБ.

Ступенчатое регулирование требует введения в регулятор напряжения КУ **зоны нечувствительности** ΔU . В пределах этой зоны при снижении напряжения подключение очередной секции недопустимо. Невыполнение этого условия привело бы к неустойчивой работе КУ. Ширина зоны нечувствительности должна быть больше, чем приращение напряжения, вызванное подключением очередной секции КУ. В противном случае напряжение на КУ достигнет напряжения уставки срабатывания на отключение этой секции сразу после ее включения. Вероятность такого эффекта тем больше, чем больше мощность подключаемой секции и чем меньше зона нечувствительности регулятора КУ.

Конденсаторная установка состоит, как правило, из нескольких секций, имеющих общую систему управления. Низковольтные КУ напряжением 380 В собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно. Для защиты таких КУ от коротких замыканий и перегрузки применяют предохранители (рис. 8.5, б). Высоковольтные конденсаторные установки собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно (рис. 8.5, а).

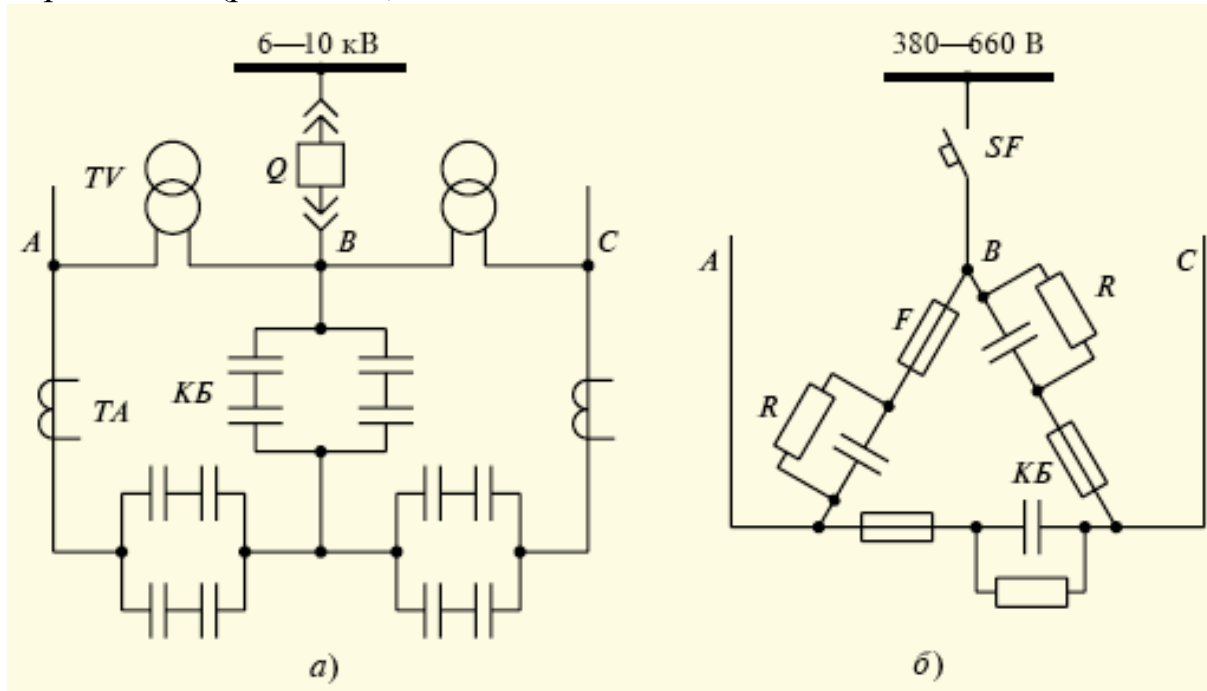


Рис.8.5. Принципиальная схема одной трёхфазной секции КУ:

а — для сети 6-10 кВ; б — для сети 380 В

Включение КУ сопровождается бросками тока, а отключение — перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому КУ, оборудованную выключателями (контакторами), не рекомендуется включать-выключать

более 2—4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных резисторов R или трансформаторов напряжения TV (рис. 8.5). Обычно эти устройства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора.

В этой связи такие КУ пригодны только для регулирования реактивной мощности с целью обеспечения ее баланса в той или иной точке сети или в узле нагрузки. В этом режиме КУ применяют для снижения потерь напряжения в передающей сети, а также потерь мощности и электроэнергии. Эффект и в том, и в другом случае проявляется за счёт компенсации реактивной мощности, протекающей по линии, питающей нагрузку.

Конденсаторы в силу их параметрических свойств очень чувствительны к искажениям синусоидальной формы кривой напряжения, т.е. к высшим гармоникам тока. Действительно, сопротивление конденсатора $X_C = 1/(n\omega C)$ тем меньше, чем выше частота $n\omega$ гармоники в несинусоидальной кривой приложенного напряжения. В результате за счёт высших гармоник, проникающих в конденсатор, резко возрастают и потери мощности ΔP в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву:

$$\Delta P = \sum_{n=1}^n U_{(n)}^2 n\omega C \operatorname{tg} \delta,$$

где $U_{(n)}$ — напряжение гармоники; n — порядок гармоники; C — ёмкость конденсатора; $\omega = 2\pi f$ — частота напряжения сети ($f = 50$ Гц); $\operatorname{tg} \delta$ — характеристика диэлектрика конденсатора.

Как уже отмечалось, параметрическое свойство конденсаторов широко используют при создании фильтрокомпенсирующих установок (ФКУ).

Чувствительность КБ к высшим гармоникам всегда должна учитываться при применении конденсаторов в электрических сетях. Применение КБ сопряжено с возможностью резонансных явлений благодаря образованию индуктивными и ёмкостными элементами сети последовательных и параллельных цепей. Резонансные явления сопровождаются усилением напряжений (резонанс напряжений) или токов (резонанс токов) на частотах выше номинальной (50 Гц), обусловленных наличием в сети источников высших гармоник тока. На резонансной частоте индуктивное $X_{L(n)}$ и ёмкостное $X_{C(n)}$ сопротивления равны, т.е. $n\omega L = 1/(n\omega C)$, где $X_{L(n)} = n\omega L$ — входное сопротивление сети в точке подключения КБ, сопротивление которой $X_{C(n)} = 1/(n\omega C)$. Поэтому всегда при выборе мощности КБ и, следовательно, ее сопротивления, а также места подключения КБ необходимо убедиться в том, что резонансные явления исключены. Это требование относится и к КБ, входящим в состав ФКУ.

8.7. Статические тиристорные компенсаторы на базе КБ

Применение КУ в задачах, где требуется **быстродействующее регулирование** реактивной мощности, частое переключение секций КБ практически невозможно из-за систематических бросков тока и перенапряжений, возникающих при коммутациях КБ обычными выключателями. Для ограничения этих явлений, практически их устранения, в 60-х годах XX в. в МЭИ были предложены способы, позволившие снизить броски тока при включении КБ и перенапряжения при их отключении. Это позволило снять ограничения по частоте коммутаций КБ и придать устройствам такие свойства, при которых их стало возможно применять в задачах компенсации реактивной мощности с целью улучшения статической и динамической устойчивости электропередач, компенсации колебаний напряжения, вызванных работой резкопеременной нагрузки.

Указанный эффект был достигнут за счёт применения вместо обычных выключателей **тиристорных ключей**, обеспечивающих коммутацию КБ в определённый момент времени.

Тиристорный ключ состоит из двух тиристоров, включенных встречно-параллельно, как показано на рис. 8.6, а.

Их применяют для регулирования конденсаторных батарей и реакторов. В силу специфики коммутационных свойств конденсаторов и реакторов управление их мощностью с помощью тиристоров принципиально различно.

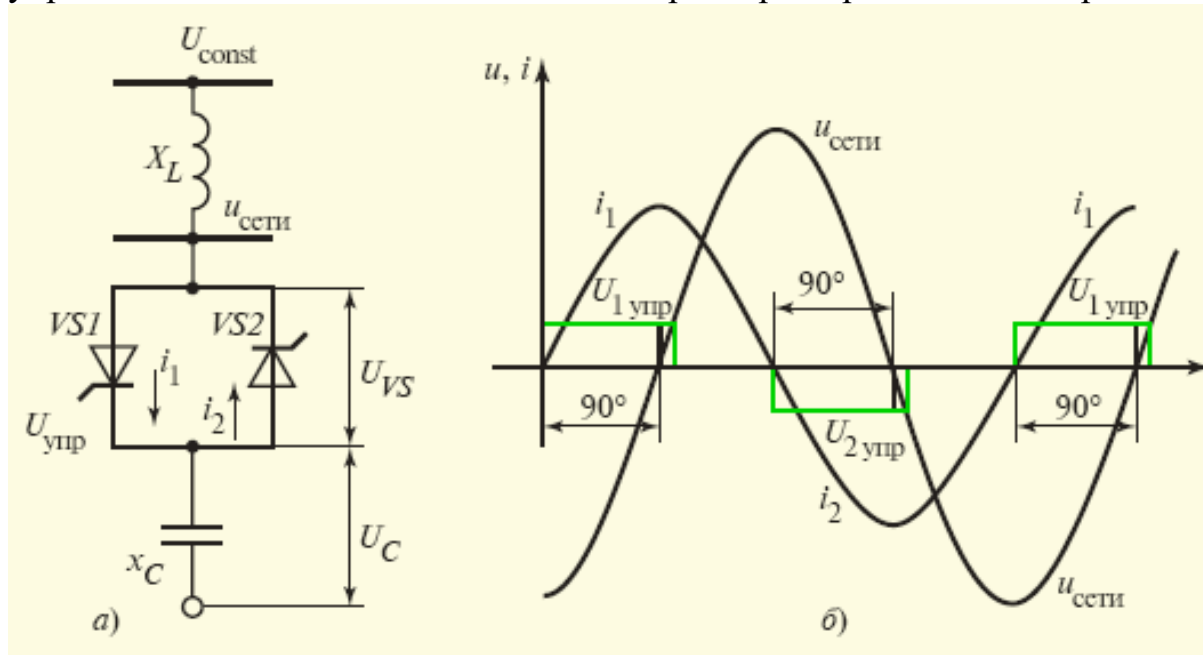


Рис 8.6. Тиристорный выключатель для коммутации КБ:

а – принципиальная схема одной фазы; б – ток и напряжение на КБ в установившемся режиме.

Так, для ограничения бросков тока тиристор следует открывать в тот момент времени, когда мгновенное значение напряжения сети и на КБ равны (идеальный случай) или близки. А для ограничения перенапряжений при отключении КБ тиристор следует закрывать при переходе тока в нем через нулевое значение.

Следуя этому принципу, можно практически исключить броски тока и перенапряжения, сняв таким образом ограничение на частоту переключения КБ. Однофазная схема КБ, коммутируемой тиристорами, приведена на рис. 8.6, а. Как видно из рис. 8.6, б, работа устройства в установившемся режиме, который наступает после открытия тиристора через 0,01—0,02 с, не сопровождается ни бросками тока, ни перенапряжениями.

На рис. 8.7 показан статический тиристорный компенсатор (СТК) в однофазном исполнении, состоящий из трёх секций КБ, каждая из которых коммутируется своим тиристорным ключом. Статические характеристики таких устройств аналогичны приведённым на рис. 8.4. Сохраняются и требования, предъявляемые к регулятору по зоне нечувствительности. Однако число включений и отключений секций КБ здесь не ограничено и они могут осуществляться поочерёдно через каждые 0,02 с, т.е. через один период промышленной частоты.

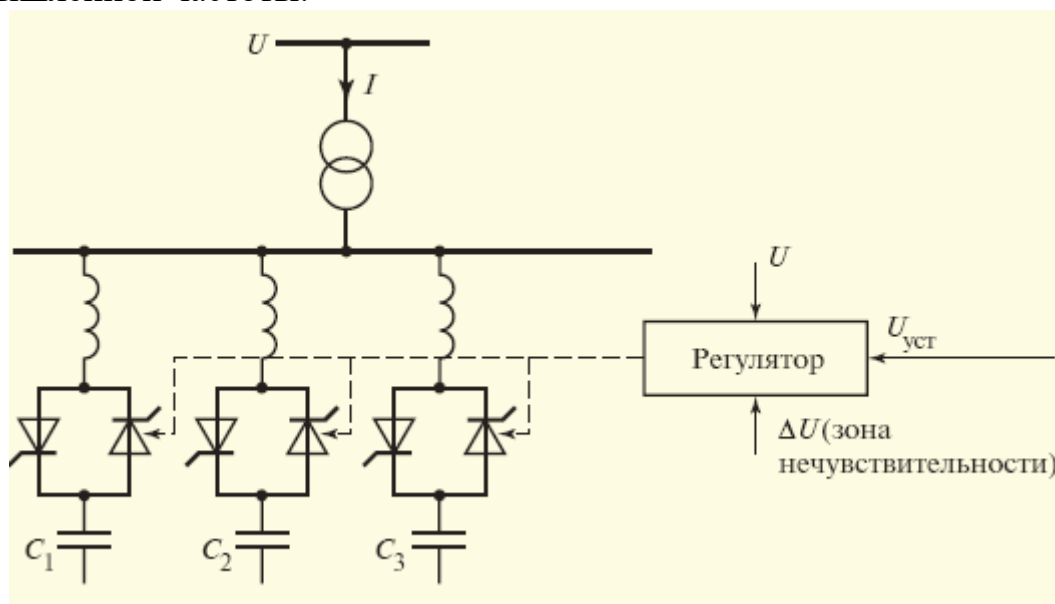


Рис.8.7. Принципиальная схема СТК, состоящая из трёх секций КБ, коммутируемых тиристором

8.8. Реакторы, коммутируемые выключателями

Обычно реактор подключается с помощью выключателя или отделителя непосредственно на шины электропередачи или к третичной обмотке трансформатора. Высоковольтный реактор, как и трансформатор, может быть одно- или трехфазным. Сердечник реактора выполняется либо с зазором, либо броневого типа. Статическая характеристика реактора линейна, т.е. реактор обладает постоянным реактивным сопротивлением $X_L =$

ωL , где L — индуктивность реактора. Низковольтные реакторы обычно не имеют стального сердечника. Выключатели, предназначенные для коммутации реакторов, могут быть оборудованы внешними резисторами, а сами реакторы — разрядниками для ограничения перенапряжений, вызванных отключением электропередачи.

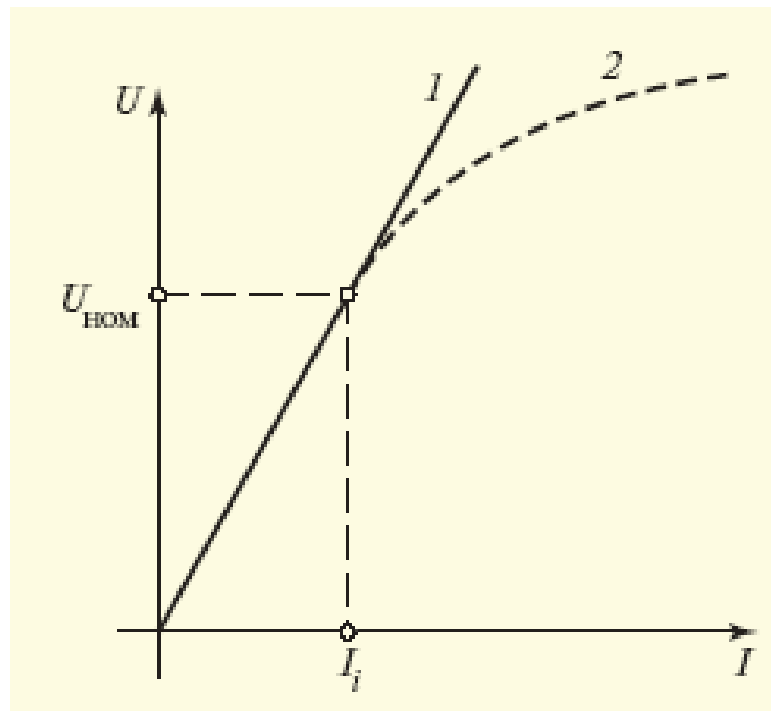


Рис.8.8. Статическая характеристика шунтирующего реактора:
1 – без сердечника; 2 – со стальным сердечником

Статическая характеристика реактора со стальным сердечником линейна в рабочем диапазоне, а за его пределами она может быть и нелинейной (рис. 8.8). **Быстродействие** реактора, т.е. время выхода на установившийся режим после его включения, составляет около 100 мс. Такой реактор, функционируя в рабочем диапазоне, не является источником высших гармоник тока, однако высшие гармоники могут возникать в токе реактора в том случае, если повышение напряжения на нем выведет его характеристику на нелинейную часть или в так называемый **режим насыщения** (участок 2 на рис. 8.8).

Потери в реакторе достаточно невелики и обычно составляют 0,2—0,4 % его номинальной мощности. Такие реакторы нечувствительны к перенапряжениям и сверхтокам, т.е. не выходят из строя в этих случаях. Реакторы обладают положительным регулирующим эффектом, т.е. увеличивают потребление реактивной мощности при увеличении напряжения, чем и способствуют его ограничению. Поэтому реакторы применяют для регулирования напряжения в протяжённых электропередачах напряжением 220 кВ и выше, а также для компенсации зарядной мощности в тех же электропередачах. Установленная мощность реактора может составлять от 10 Мвар в распределительных сетях до 150 Мвар в сетях 750 кВ. Реакторы устанавливаются на конечных и промежуточных подстанциях. Их включение и отключение обычно осуществляется эксплуатационным персоналом по распоряжению диспетчера системы.

8.9. Насыщающиеся реакторы

Насыщающимся называют реактор, рабочий диапазон регулирования которого находится именно в насыщенной части его статической

характеристики. Благодаря этому такой реактор можно рассматривать как **параметрическое** устройство для регулирования реактивной мощности. Сопротивление реактора в нелинейной части характеристики изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения. С увеличением напряжения ток в реакторе интенсивно возрастает, увеличивая потребляемую реактивную мощность и, тем самым, способствуя стабилизации напряжения в точке его подключения.

В связи с тем, что рабочий диапазон реактора находится в нелинейной части характеристики, его следует рассматривать как источник высших гармоник тока. Для их компенсации применяют сложные 6- и 9-стержневые сердечники и специальные схемы соединения обмоток. Применение таких реакторов ввиду сложности их конструкции весьма ограничено.

На рис. 8.9 приведена принципиальная схема ИРМ на базе такого реактора. Здесь параллельно включённая *КБ* позволяет обеспечить параметрическое регулирование, как в режиме потребления, так и генерирования реактивной мощности. Соответствующие статические характеристики приведены на том же рисунке. При этом мощность *КБ*, которая, как правило, выполняет и функции фильтрокомпенсирующего устройства, выбирается таким образом, чтобы при номинальном напряжении суммарная мощность ИРМ была равна нулю. Тогда при увеличении напряжения выше $U_{\text{ном}}$ ИРМ потребляет, а при снижении ниже $U_{\text{ном}}$ — генерирует реактивную мощность.

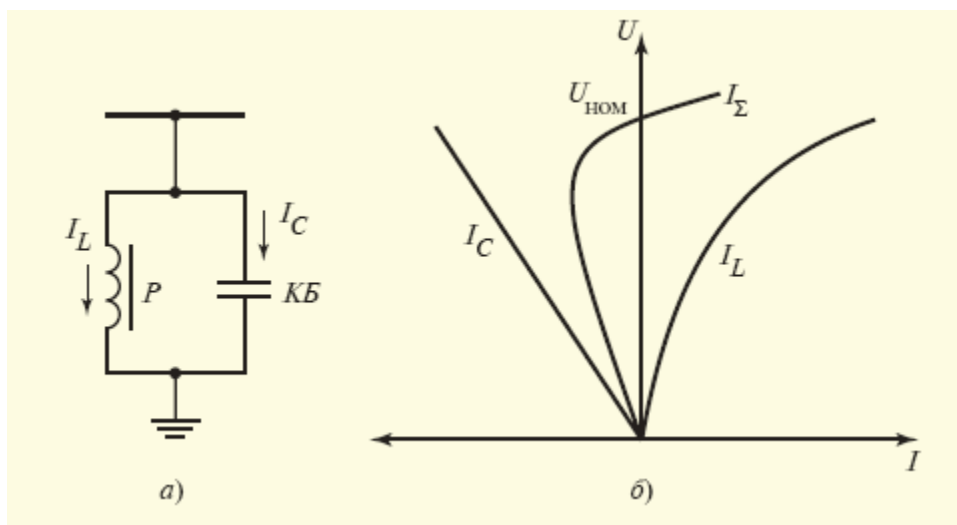


Рис.8.9. Параметрический ИРМ с насыщающимся реактором:
а – принципиальная схема; б – статистическая характеристика; *P* – реактор; *КБ* – конденсаторная батарея

8.10. Реакторы, коммутируемые тиристорами

Реакторы, рассмотренные в § 8.8, применяют для ступенчатого регулирования потребляемой реактивной мощности. Недостатки такого регулирования приведены в § 8.3. Для плавного регулирования реакторы, в отличие от конденсаторов, можно включать через тиристорные ключи,

изменяющийся угол управления которыми и обеспечивает изменение тока в реакторе.

Принципиальная схема такого плавно регулируемого реактора приведена на рис. 8.10. Регулирование мощности реактора обеспечивается изменением тока в нем путем увеличения или уменьшения углов управления α_1 и α_2 соответствующими тиристорами VS_1 и VS_2 , которые включены встречно - параллельно. При этом всегда $\alpha_1 = \alpha_2$. Если $\alpha = \pi/2$, тиристоры открыты полностью, ток в реакторе максимальный и синусоидальный (при синусоидальном напряжении). Этот ток показан пунктирной линией на рис. 8.10, б. По мере увеличения α и его изменения в диапазоне $\pi/2 \leq \alpha \leq \pi$ ток в реакторе уменьшается, теряя при этом синусоидальную форму. Форма этого тока на рис. 8.10, б показана сплошной линией. Первая гармоника этого тока по отношению к полному току $I_L = U/X_L$ составляет:

$$I_{(1)}/I_L = (1/\pi)[2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha].$$

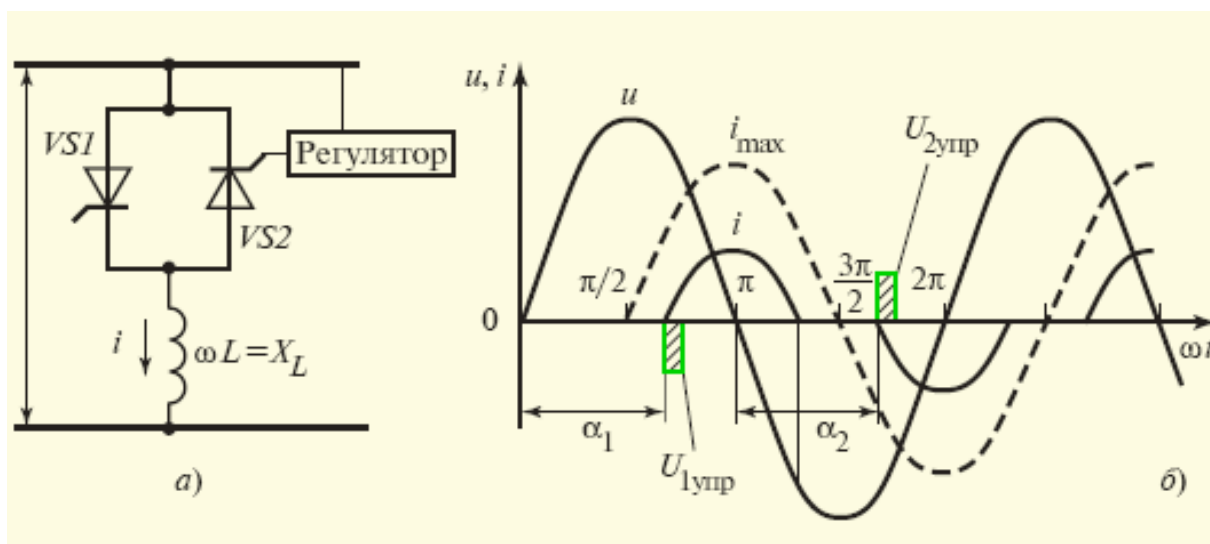


Рис.8.10. Реактор, коммутируемый тиристорами:

а – принципиальная схема одной фазы; б – диаграмма токов и напряжений
 $90^\circ (\quad \pi \quad)$

Статическая характеристика реактора в зависимости от первой гармоники тока $I_{(1)}$ показана на рис. 8.11. **Статизм** характеристики, т.е. угол ее наклона в рабочем диапазоне (участок 1), определяемом настройками регулятора, выбирается таким образом, чтобы с ростом напряжения ток в реакторе возрастал, что и обеспечивает стабилизацию напряжения в рабочем диапазоне регулирования от $\alpha = \pi/2$ до $\alpha = \pi$. При $\alpha < \pi/2$ реактор теряет управляемость (тиристоры открыты полностью) и переходит на естественную характеристику (участок 2), определяемую его собственным сопротивлением X_L .

Основной недостаток реактора, управляемого тиристорами, связан с тем, что при углах $\alpha > \pi/2$ он становится источником высших гармоник тока. Порядок гармоник и их значения близки к гармоникам, генерируемым 6-пульсным преобразователем. Для их компенсации реакторы включают так же, как и преобразователи, через трансформаторы с расщепленной обмоткой, собранной по схеме $Y/\Delta/Y$. Кроме того, как правило, в состав ИРМ такого типа включают фильтрокомпенсирующие устройства. ИРМ, собранные по такой схеме, можно отнести к комбинированным источникам реактивной мощности.

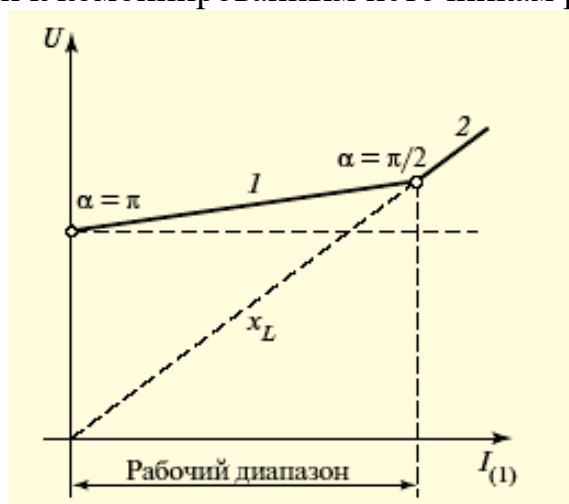


Рис 8.11. Статическая характеристика реактора при плавном управлении по рис. 8.10.

8.11. Комбинированные ИРМ

Комбинированные ИРМ применяют тогда, когда необходимо обеспечить плавное регулирование реактивной мощности в режиме как ее потребления, так и генерирования. Такие ИРМ состоят из управляемых тиристорами реакторов или насыщающихся реакторов и коммутируемых выключателями или тиристорами конденсаторных батарей. Принципиальная схема такого ИРМ, который известен как статический тиристорный компенсатор (СТК), приведена на рис. 8.12.

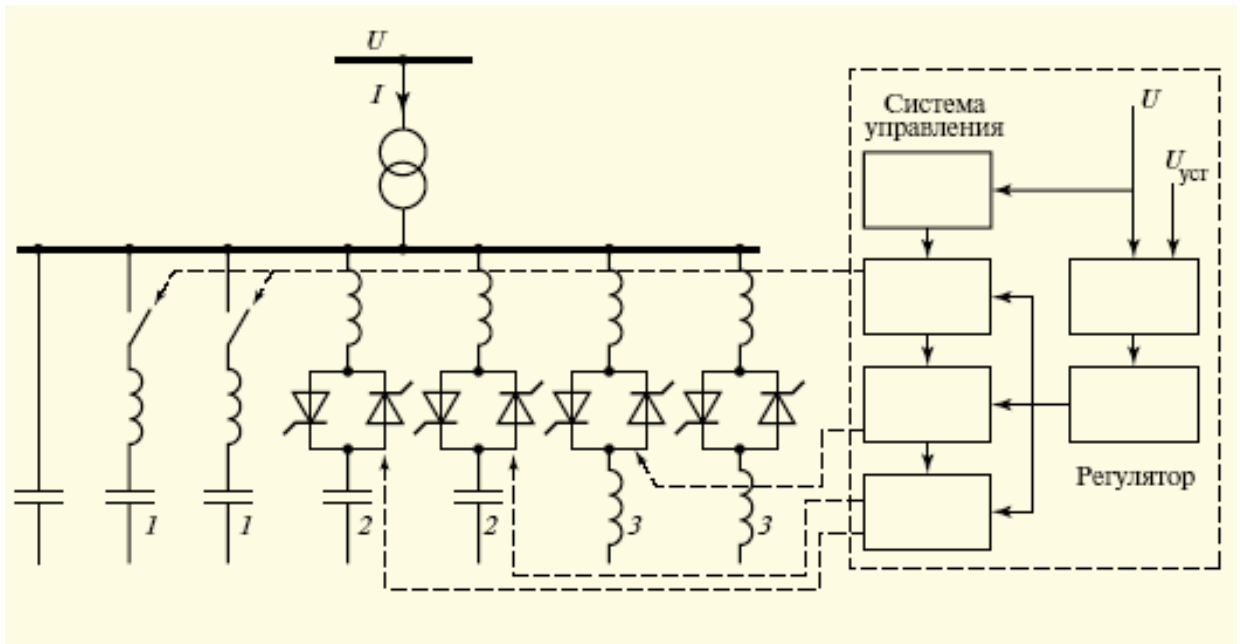


Рис.8.12. Принципиальная схема комбинированного СТК:

1 – коммутируемая выключателями КБ; 2 – коммутируемая тиристорами КБ;
3 – управляемые тиристорами реакторы

Рабочий диапазон регулирования реактивной мощности, установленная мощность нерегулируемой или ступенчато регулируемой конденсаторной батареи, мощность регулируемых тиристорами реакторов выбираются в зависимости от назначения СТК.

Возможны, например, следующие соотношения этих мощностей для СТК, состоящего из нерегулируемой секции КБ и регулируемого тиристорами реактора:

установленные мощности реактора и КБ равны $Q_p = Q_{KB}$,

установленная мощность реактора больше мощности КБ, например $Q_p = 2Q_{KB}$.

В первом случае благодаря тому, что мощность реактора регулируется в диапазоне $0 < Q_p < 1$, а $Q_{KB} = -1$, суммарная мощность СТК может изменяться в диапазоне $-1 \leq Q_{СТК} \leq 0$. Рабочий диапазон регулирования генерируемой реактивной мощности располагается в области режимов от генерирования мощности, равной установленной мощности КБ, до нуля, когда тиристоры реактора открыты полностью. Статическая характеристика такого СТК приведена на рис. 8.13, а.

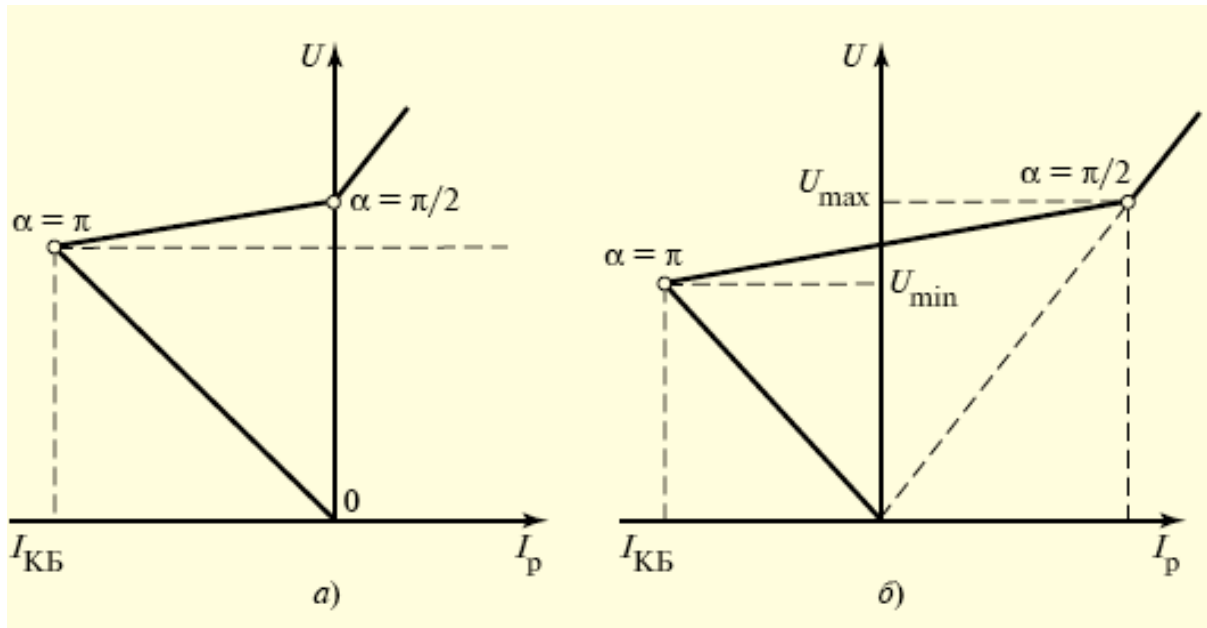


Рис. 8.13. Статические характеристики комбинированного СТК:

а – при $Q_p = Q_{KB}$; *б* – при $Q_p = 2 Q_{KB}$

Во втором случае мощность реактора может изменяться в диапазоне $0 < Q_p < 2$, а мощность нерегулируемой КБ остаётся равной $Q_{KB} = -1$. Такой СТК может работать в режиме генерирования и потребления реактивной мощности так, что $-1 \leq Q_{СТК} \leq 1$ (рис. 8.13, б).

Лекция № 9. Конструкции воздушных линий электропередачи.

Содержание лекции.

- 9.1 Основные понятия и определения
- 9.2 Общая характеристика воздушной линии и условий ее работы
- 9.3 Провода и грозозащитные тросы
- 9.4 Классификация опор
- 9.5 Изоляторы и линейная арматура
- 9.6 Геометрические характеристики

9.1. Основные понятия и определения

1991 г. электротехники и электроэнергетики всего мира отметили столетие **начала эры передачи электроэнергии на дальние расстояния**. Оно было положено созданием в Германии воздушной линии (ВЛ) трёхфазного переменного тока 28,3 кВ от ГЭС Лауфен до г. Франкфурт-на-Майне протяжённостью 170 км, что по тем временам было действительно

выдающимся достижением. Примечательно, что в том же году в Лондоне была сооружена первая силовая однофазная кабельная линия (КЛ) 10 кВ длиной 12 км, рассчитанная на передачу мощности 3,2 МВт, с понижающей подстанцией 10/2,4 кВ, от которой питалась распределительная сеть. Эту линию можно рассматривать как прообраз современных глубоких вводов электроэнергии на территории городов и промышленных зон. Таким образом, практически одновременно возникли и затем продолжали развиваться в течение вот уже более 110 лет два направления в развитии техники передачи больших количеств электроэнергии (ЭЭ) на расстояние:

- линии **открытого типа** (воздушные);
- линии **закрытого типа** (кабельные).

В наиболее общем плане линия электропередачи (ЛЭП) определяется как «электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние». Это определение конкретизируется, где ЛЭП характеризуется как «электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором».

Классификация линий электропередачи		
<i>Таблица 9.1</i> <i>Признак</i>	<i>Тип линии</i>	<i>Разновидности</i>
<i>Род тока</i>	<i>Постоянного тока</i>	—
	<i>Трёхфазного переменного тока</i>	—
	<i>Многофазного переменного тока</i>	<i>Шестифазная</i> <i>Двенадцатифазная</i>
<i>Номинальное напряжение</i>	<i>Низковольтная (до 1 кВ)</i>	—
	<i>Высоковольтная (свыше 1 кВ)</i>	<i>СН (3—35 кВ)</i>
		<i>ВН (110—220 кВ)</i>
		<i>СВН (330—750 кВ)</i> <i>УВН (свыше 1000 кВ)</i>
<i>Конструктивное выполнение</i>	<i>Воздушная</i>	—
	<i>Кабельная</i>	—
<i>Число цепей</i>	<i>Одноцепная</i>	—
	<i>Двухцепная</i>	—

	Многоцепная	—
Топологические характеристики	Радиальная	—
	Магистральная	—
	Ответвление	—
	Распределительная	—
Функциональное назначение	Питающая	—
	Межсистемная связь	—

В последнем определении отражается лишь один из признаков классификации ЛЭП, а именно их конструктивное исполнение. Однако для характеристики всей совокупности их разновидностей этого явно недостаточно. Современная классификация базируется на ряде признаков, которые представлены в табл. 9.1.

На первом месте здесь стоит **род тока**. В соответствии с этим признаком различаются линии постоянного тока, а также трёхфазного и многофазного переменного тока. Линии **постоянного тока** конкурируют с остальными лишь при достаточно большой протяжённости и передаваемой мощности, поскольку в общей стоимости электропередачи значительную долю составляют затраты на сооружение концевых преобразовательных подстанций. Наибольшее распространение в мире получили линии **трёхфазного переменного тока**, причём по протяжённости среди них лидируют именно воздушные линии. Линии **многофазного переменного тока** (шести- и двенадцатифазные) в настоящее время относятся к категории нетрадиционных.

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

По **конструктивному исполнению** различают воздушные и кабельные линии. **Воздушная линия** — это «линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землёй с помощью опор, изоляторов и арматуры». В свою очередь, **кабельная линия** определяется как линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю или проложенными в кабельных сооружениях (коллекторах, туннелях, каналах, блоках и т. п.). По **количеству параллельных цепей** ($n_{ц}$), прокладываемых по общей трассе, различают одноцепные ($n_{ц} = 1$), двухцепные ($n_{ц} = 2$) и многоцепные ($n_{ц} > 2$) линии. По

ГОСТ 24291-90 одноцепная воздушная линия переменного тока определяется как линия, имеющая один комплект фазных проводов, а двухцепная ВЛ — два комплекта. Соответственно многоцепной ВЛ называется линия, имеющая более двух комплектов фазных проводов. Эти комплекты могут иметь одинаковые или различные номинальные напряжения. В последнем случае линия называется комбинированной.

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

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

Последний признак классификации — **функциональное назначение**. Здесь выделяются **распределительные** и **питающие** линии, а также линии межсистемной связи. Деление линий на распределительные и питающие достаточно условно, ибо и те, и другие служат для обеспечения электрической энергией пунктов потребления. Обычно к распределительным относят линии местных электрических сетей, а к питающим — линии сетей районного значения, которые осуществляют электроснабжение центров питания распределительных сетей. Линии межсистемной связи непосредственно соединяют разные энергосистемы и предназначены для взаимного обмена мощностью, как в нормальных режимах, так и при авариях. Процесс электрификации, создания и объединения энергосистем в Единую энергосистему сопровождался постепенным увеличением номинального напряжения ЛЭП с целью повышения их пропускной способности. В этом процессе на территории бывшего СССР исторически сложились двесистемы номинальных напряжений. Первая, наиболее распространённая, включает в себя следующий ряд значений $U_{\text{ном}}$: 35—110—220—500—1150 кВ, а вторая — 35—150—330—750 кВ. К моменту распада СССР на территории России находилось в эксплуатации более 600 тыс. км ВЛ 35—1150 кВ. В последующий период рост протяжённости продолжался, хотя и менее интенсивно. Соответствующие данные представлены в табл. 9.2.

<i>Динамика изменения протяжённости ВЛ за 1990—1999 гг.</i>						
<i>Таблица 9.2 $U_{ном}$, кВ</i>	<i>Протяжённость ВЛ, тыс. км</i>					
	<i>1990 г.</i>	<i>1995 г.</i>	<i>1996 г.</i>	<i>1997 г.</i>	<i>1998 г.</i>	<i>1999 г.</i>
<i>35</i>	<i>194,9</i>	<i>219,4</i>	<i>225,0</i>	<i>228,0</i>	<i>230,0</i>	<i>233,0</i>
<i>110</i>	<i>278,0</i>	<i>289,9</i>	<i>290,8</i>	<i>290,8</i>	<i>292,6</i>	<i>292,1</i>
<i>150</i>	<i>2,6</i>	<i>2,6</i>	<i>2,6</i>	<i>2,6</i>	<i>2,6</i>	<i>2,6</i>
<i>220</i>	<i>96,1</i>	<i>99,8</i>	<i>100,8</i>	<i>101,3</i>	<i>102,1</i>	<i>102,1</i>
<i>330</i>	<i>9,5</i>	<i>9,9</i>	<i>9,9</i>	<i>9,5</i>	<i>9,6</i>	<i>9,7</i>
<i>500</i>	<i>33,5</i>	<i>37,3</i>	<i>36,7</i>	<i>36,5</i>	<i>36,4</i>	<i>36,8</i>
<i>750</i>	<i>2,2</i>	<i>2,7</i>	<i>2,8</i>	<i>2,8</i>	<i>2,8</i>	<i>2,6</i>
<i>1150</i>	<i>0,5</i>	<i>0,5</i>	<i>0,5</i>	<i>0,5</i>	<i>1,0</i>	<i>1,0</i>
<i>Всего</i>	<i>617,3</i>	<i>662,1</i>	<i>669,1</i>	<i>672,0</i>	<i>677,1</i>	<i>679,9</i>

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

9.2. Общая характеристика воздушной линии и условий ее работы

В «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) содержится ещё одно определение воздушной линии, несколько отличающееся от приведённого в § 9.1 в соответствии с ГОСТ. Оно гласит, что «воздушная линия — это устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикреплённым при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений». Здесь перечислены почти все основные элементы ВЛ (опоры, провода, изоляторы, арматура), за исключением грозозащитных тросов и фундаментов. Наглядное представление о составе конструктивных элементов ВЛ даёт рис. 9.1

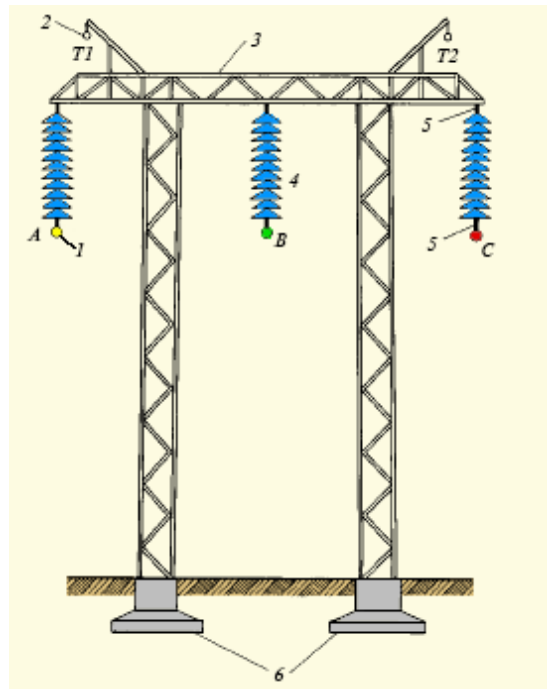


Рис. 9.1. Конструктивные элементы ВЛ

1 - провода фаз линии (А, В, С); 2 – грозозащитные тросы (Т-1, Т-2); 3 – опора; 4 – гирлянда изоляторов; 5 – элементы арматуры; 6 – фундаменты

Естественно, главными элементами являются провода фаз линии А, В, С, непосредственно осуществляющие передачу электроэнергии. Их разновидности и конструкции описаны в § 9.3. Для защиты проводов от прямых ударов молнии служат тросы, монтируемые в верхней части опор на тросостойках. Опоры предназначены для надёжного поддержания проводов и тросов на определённой высоте над поверхностью земли как, при нормальной эксплуатации линии, так и в различных аварийных ситуациях. Спектр конструкций опор из различных материалов достаточно разнообразен (см. § 9.4). **Изоляторы** должны обеспечить необходимый промежуток между находящимся под напряжением проводом и заземлённым телом опоры (см. § 9.5). Линейная арматура — это комплекс устройств, с помощью которых провода соединяются, закрепляются на изоляторах, а изоляторы — на опорах (см. § 9.6). Наконец, **фундаменты** служат для обеспечения устойчивого положения опор в пространстве.

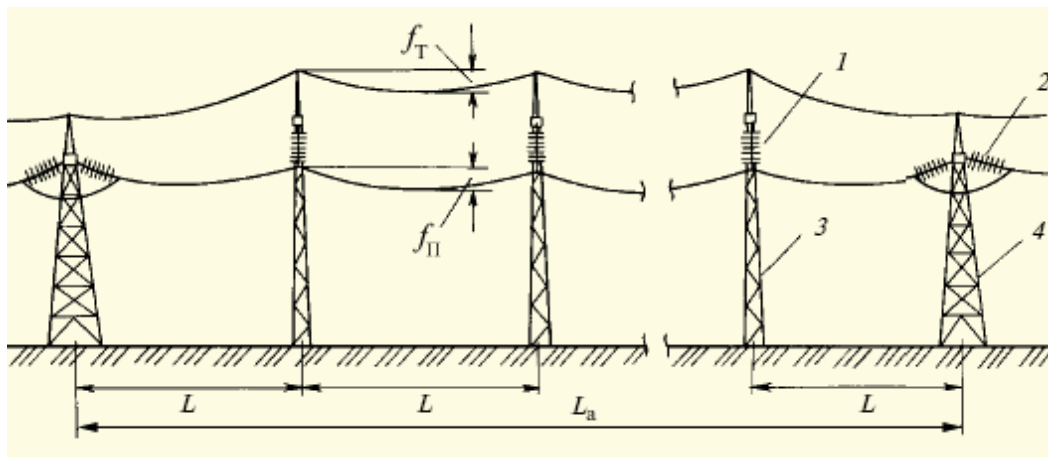


Рис.9.2. Эскиз анкерного пролёта

1 – поддерживающая гирлянда; 2 – натяжная гирлянда; 3 – промежуточная опора; 4 – анкерная опора

На рис. 9.2 показан участок одноцепной воздушной линии между опорами, которые по виду отличаются от показанной на рис. 9.1. Эти опоры называются **анкерными**, а расстояние L_a между ними по трассе — **анкерным пролётом**. Такие опоры, в отличие от расположенных между ними **промежуточных опор**, рассчитаны на противодействие значительным силам одностороннего тяжения по проводам, возникающим при их обрыве в примыкающем к анкерной опоре промежуточном пролете длиной L , а также при монтаже проводов и тросов. Провода на анкерных опорах жёстко закрепляются на **натяжных гирляндах** изоляторов, а на промежуточных опорах — на **поддерживающих гирляндах**, имеющих длину l_2 . Длина гирлянды тем больше, чем выше номинальное напряжение линии.

В промежуточном пролете, провода и тросы провисают. Расстояние по вертикали между точкой подвеса на опоре и низшей точкой в пролете называется стрелой провеса. На рис. 9.2 стрела провеса провода обозначена f_n , а троса — f_m . Расстояние от низшей точки провода до земли, воды или пересекаемых объектов h_z называется габаритом линии. Оно определяется в ПУЭ в зависимости от $U_{ном}$, характера местности и типа пересекаемого сооружением и для ВЛ с $U_{ном}$ 500 кВ, сооружаемых в не населённой местности, составляет 6—8 м.

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

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

Обусловленные массой конструктивных элементов линии силы, действующие на одну опору, могут достигать сотен тысяч ньютонов ($1 \text{ Н} = 0,102 \text{ кгс}$), и провода, тросы и опоры должны быть рассчитаны на такие нагрузки. При определённых погодных условиях (обычно при температуре воздуха от -3 до -5 °С и скорости ветра до 10 м/с) происходит образование ледяного покрова на проводах, тросах и опорах ВЛ с массой 900 кг/м^3 . Вес такого покрова, приходящийся на одну опору, может достигать тысяч ньютонов. Интенсивность гололёдообразования неодинакова в различных регионах страны. Вся территория России делится на восемь районов, различающихся возможной максимальной толщиной стенки гололёда.

Значения максимальных толщин стенок гололёда и максимальных ветровых давлений для ВЛ определяются на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет (нормативные значения) Карты

районирования страны по гололёдным условиям приводятся в ПУЭ. Данные табл. 9.3. характеризуют принцип такого районирования.

Таблица 9.3. Районирование по толщине стенки гололёда

Район по гололёду	Нормативная толщина стенки гололёда b , мм
<i>I</i>	10
<i>II</i>	15
<i>III</i>	20
<i>IV</i>	25
<i>V</i>	30
<i>VI</i>	35
<i>VII</i>	40
Особый	Выше 40

Аналогичным образом территория России делится на восемь районов с различной максимальной скоростью ветра. Ветровые нагрузки (скоростной напор ветра) также должны восприниматься всеми конструктивными элементами ВЛ. Обычно считается, что давление ветра направлено параллельно поверхности земли и перпендикулярно продольной оси линии. Силы, обусловленные действием ветра, в расчёте на одну опору могут достигать сотен тысяч ньютонов и обязательно учитываются при проектировании механической части ВЛ. В табл. 9.4 приведены характеристики указанных восьми районов. Из табл. 9.4 видно, что максимальная расчётная скорость ветра может быть выше 49 м/с (Особый район), это соответствует по давлению более 1500 Па ($1 \text{ Па} = 0,102 \text{ кгс/м}^2$). Отложения гололёда увеличивают площади поверхностей проводов и тросов, на которые оказывает давление ветер, что приводит к возрастанию горизонтальных нагрузок. Территория европейской части России в основном относится к II—III районам по гололёду и к I—II районам по ветру, территория Московской области — ко II району по гололёду и к I району по ветру.

Таблица 9.4. Районирование по скоростным напорам ветра

Район по ветру	Нормативное ветровое давление W_n , Па (скорость ветра v , м/с)
<i>I</i>	400 (25)
<i>II</i>	500 (29)
<i>III</i>	650 (32)
<i>IV</i>	800 (36)
<i>V</i>	1 000 (40)
<i>VI</i>	1 250 (45)
<i>VII</i>	1 500 (49)

Особый	Выше 1 500 (выше 49)
--------	----------------------

Действие ветра обуславливает и два нежелательных явления, отрицательно влияющих на конструктивную часть ВЛ.

Во-первых, это **вибрация** проводов и тросов, возникающая при равномерном движении воздуха со скоростью 4—8 м/с. Она характеризуется частотой колебаний в десятки герц и амплитудами до десятков миллиметров. Вибрация вызывает многократные перегибы проволок проводов и тросов, что в конечном счёте приводит к их излому, ослаблению прочности провода или троса и к возможности их обрыва, т.е. к аварийной ситуации.

Во-вторых, при скоростях ветра 15—30 м/с может возникать так называемая **пляска** проводов и тросов. Обычно это явление наблюдается в период, когда провода и тросы покрыты гололёдом. Эти колебания характеризуются частотой в единицы герц, однако их амплитуда может достигать величины, равной стреле провеса провода или троса. Возникающие при этом динамические воздействия на узлы крепления проводов к гирляндам изоляторов и последних к опорам настолько значительны, что могут приводить к поломкам арматуры и деталей опор. Кроме того, при пляске возможны касания и схлестывания проводов между собой и с тросами, что вызывает короткие замыкания и аварийное отключение линии. Для борьбы с вибрацией воздушные линии оснащаются **виброгасителями**. Единственным средством демпфирования колебаний при пляске является **плавка гололёда**, осуществляемая с помощью специального оборудования, обеспечивающего прохождение по линии больших токов и такой нагрев проводов, при котором происходят таяние и сброс ледяной корки.

9.3. Провода и грозозащитные тросы

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

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

разной степени удовлетворяют этому набору требований, и среди них не существует такого, который был бы вне конкуренции по всем показателям. На сегодня в практике сооружения ВЛ используются такие материалы, как медь, алюминий и его сплавы, а также сталь. В табл. 9.5 представлены их характеристики, упомянутые выше.

Свойства материалов, используемых для изготовления проводов ВЛ			
Таблица 9.5 Материал	$\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$	$\gamma, \text{кг}/\text{м}^3$	$\sigma_{\text{разр}}, \text{Н}/\text{мм}^2$
Медь	17,8—18,5	8700	390
Алюминий	30,0—32,5	2750	160
Сплав АВ-Е	Тоже	2790	300
Сталь	—	7850	1200
Стеклопластик	—	2000	1200

Из сопоставления данных табл. 9.5 следует, что удельное электрическое сопротивление алюминия больше, чем меди примерно на 65 % ($\rho_{\text{ал}} = 1,65 \rho_{\text{м}}$), по массе он примерно в 3 раза легче меди ($\gamma_{\text{ал}} = 0,3 \gamma_{\text{м}}$), а по прочности — в 2,5 раза хуже ($\sigma_{\text{разр ал}} = 0,4 \sigma_{\text{разр м}}$). Отечественный термообработанный сплав АВ-Е, содержащий около 2 % присадок магния, кремния и железа, по сравнению с чистым алюминием при примерно одинаковых плотности и электрическом сопротивлении имеет существенно более высокую прочность, которая лишь на 23 % меньше, чем у меди. Медь является достаточно дефицитным и дорогим металлом, поэтому современная техника в основном базируется на применении проводов ВЛ из алюминия и его сплавов. На воздушных линиях преимущественно применяются неизолированные провода и тросы. Вместе с тем в последние три десятилетия за рубежом и в 90-е годы XX в. в России на линиях 0,4 и 6—20 кВ стали довольно широко применяться самонесущие изолированные провода (СИП). Сооружение линий с такими проводами значительно дороже по сравнению с ВЛ с неизолированными проводами, однако их повреждаемость существенно ниже. Последним в основном и объясняется их все расширяющееся применение.

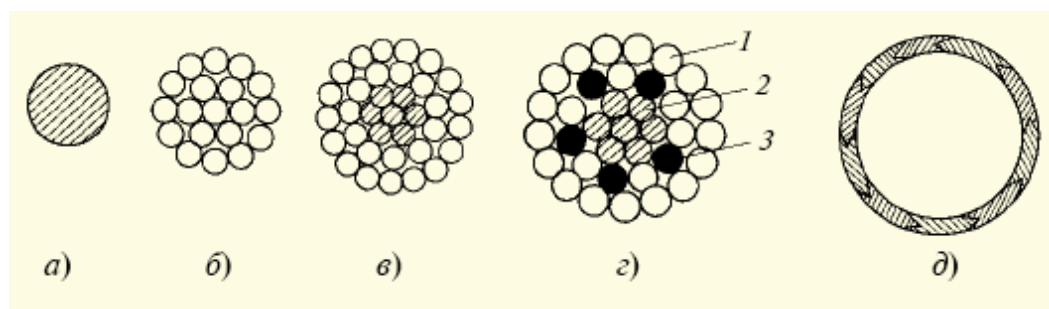


Рис. 9.3. Конструкции не изолированных проводов:

а – однопроволочный; *б* – многопроволочный из одного металла (сплава); *в* – многопроволочный из двух металлов (сталеалюминевый); *г* – расширенный; *д* – пустотелый;

1 – алюминиевый; *2* – сталь; *3* – наполнитель

Разновидности конструкций неизолированных проводов представлены на рис. 9.3. Они включают как **монометаллические** (из меди, алюминия, стали), так и **биметаллические** (сталеалюминевые) провода. **Однопроволочные** провода допускаются к применению лишь на ВЛ напряжением до 1 кВ. При более высоких номинальных напряжениях используются исключительно **многопроволочные** конструкции. Из монометаллических в России ограниченно применяются алюминиевые провода — главным образом в местных электрических сетях 0,4 и 6—10 кВ, где длины пролётов не превышают 100—150 м. За рубежом монометаллические провода из сплавов алюминия («алдрей», «альмелек») используются на линиях всех классов номинальных напряжений.

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

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

Альтернативой применения таких достаточно сложных в изготовлении конструкций является так называемое расщепление фазы на несколько составляющих N , широко применяемое во всем мире для ВЛ СВН и УВН. Так, на отечественных линиях 330 кВ используется расщепление фазы на два провода, фиксируемых на расстоянии $a = 40$ см друг от друга металлическими распорками. На ВЛ 500 кВ применяется «пучок» из трёх проводов, находящихся в вершинах равностороннего треугольника со стороной 40 см. Такой пучок эквивалентен одиночному проводу с внешним диаметром около 27 см. Для ВЛ 750 кВ $N = 4—5$, а для ВЛ 1150 кВ $N = 8—10$ при $a = 40—60$ см. В России основным используемым типом проводов для ВЛ 35—1150 кВ до настоящего времени являются **сталеалюминевые**. Они имеют **стальной**

сердечник из 1, 7, 19, 37 или 61 проволоки (соответственно 1, 2, 3, 4 или 5 повивов). На этот сердечник накладываются от 1 до 4 повивов алюминиевых проволок. В соответствии с ГОСТ 839-80 [9.10] сталеалюминевые провода выпускаются в четырёх модификациях (марок АС, АСК, АСКС и АСКП).

Наличие в марке буквы «К» символизирует **коррозионную устойчивость** провода. Такие провода применяются в районах с «загрязнённой атмосферой» (на побережьях морей, солёных озёр, в промышленных районах и т. п.). Стойкость против коррозии обеспечивается, во-первых, изоляцией стального сердечника двумя лентами из синтетической плёнки и, во-вторых, нанесением на его поверхность нейтральной смазки повышенной термостойкости (марка АСК) или заполнением ею сердечника (марка АСКС) или всего провода (марка АСКП). Механические (прочностные) характеристики сталеалюминевых проводов определяются соотношением суммарного поперечного сечения алюминиевых проволок $F_{ал}$ к суммарному сечению проволок стального сердечника $F_{ст}$. По соотношению $F_{ал}/F_{ст} = k_F$ различают пять исполнений таких проводов (табл. 9.6).

Варианты исполнения сталеалюминевых проводов		
Таблица 9.6 Исполнение	$F_{ал}/F_{ст}$	Номенклатура
Специальное облегчённое	12,2— 18,1	330/27; 400/22; 500/27; 1000/56
Облегчённое	7,71— 8,04	150/19—800/105 (15 марок)
Нормальное	6,00— 6,25	35/6,2-400/64 (10 марок)
Усиленное	4,29- 4,39	120/27—400/93 (6 марок)
Специальное усиленное	0,65— 1,46	70/72; 95/41; 185/128; 300/204; 500/336

Использование того или иного исполнения проводов определяется в первую очередь тяжестью климатических условий, т.е. нагрузками, которые испытывает провод под действием массы гололёдных образований и под давлением ветра. Помимо тяжести климатических условий выбор того или иного исполнения провода иногда связан и с необходимостью повышения надёжности при пересечениях ВЛ с железными дорогами и автострадами, при переходах больших рек и т. п. В соответствии с ГОСТ 839-80 обозначение сталеалюминевых проводов состоит из обозначения марки (АС, АСК, АСКС, АСКП) и **номинальных сечений** алюминиевой части и стального сердечника, например АС 150/24, АСК 240/56 и т. п. В качестве примера в табл. 9.7 приводятся характеристики проводов марки АС с номинальным

сечением алюминиевой части 185 мм² для четырёх различных исполнений. Если сопоставить такой провод облегчённого исполнения с проводом специального усиленного исполнения, то последний характеризуется примерно в 2 раза большей массой и в 3 раза большим разрывным усилием $F_{\text{разр}}$. Из данных табл. 9.7 следует также, что фактическое сечение алюминиевой части провода совпадает с номинальным лишь для провода усиленного исполнения, а стального сердечника — лишь для провода марки АС 185/128. В остальных случаях они различаются, хотя и незначительно.

Характеристики проводов с $F_{\text{ал. ном}} = 185 \text{ мм}^2$								
Таблица 9.7 Марка провода	Фактические сечения, мм ²		Масса, кг/км			$F_{\text{разр}},$ Н	k_F	Исполнение
	$F_{\text{ал}}$	$F_{\text{ст}}$	алюминия	стали	провода			
АС 185/24	187,0	24,2	515	190	705	604	7,73	Облегчённое
АС 185/29	181,0	29,0	500	228	728	648	6,24	Нормальное
АС 185/43	185,0	43,1	509	337	846	808	4,29	Усиленное
АС 185/128	187,0	128,0	517	1008	1525	1837	1,46	Специальное усиленное

Грозозащитные тросы выполняют из стальных оцинкованных многопроволочных канатов марки ТК сечением 35, 50 и 70 мм². Если грозозащитные тросы используются для организации **высокочастотных каналов связи**, то они должны выполняться из материала с высокой электропроводностью. Поэтому в таком случае применяют провода марок АС 70/72 и АС 95/141. Наилучшими характеристиками с точки зрения прохождения высокочастотного сигнала обладают тросы из сталеалюминевой проволоки типа «алюмовелд», когда каждая проволока имеет тонкий стальной сердечник, покрытый алюминиевой оболочкой.

На ВЛ напряжением до 110 кВ тросы применяют только на подходах к подстанциям, чтобы уменьшить вероятность грозовых перенапряжений в непосредственной близости от подстанционного оборудования. На ВЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше, сооружаемых на стальных и железобетонных опорах, тросы подвешивают вдоль всей линии. Их количество (один или два) определяется типом опоры и расположением на ней проводов. Сооружение линий 110—330 кВ без тросов допускается лишь в районах с малой интенсивностью грозовой деятельности (менее 20 грозовых часов в году), а также в особо гололёдных районах. Воздушные линии напряжением 110—220 кВ на деревянных опорах тросами не защищаются. Существуют три способа подвески троса. По первому способу трос

подвешивается без изоляторов и заземляется на каждой промежуточной опоре. Лишь на металлических и железобетонных анкерных опорах он крепится на изоляторах. Согласно ПУЭ этот способ должен применяться на всех ВЛ напряжением 150 кВ и ниже. На линиях 220 кВ и выше используется второй способ, согласно которому трос крепится на изоляторах, шунтируемых искровыми промежутками, на всех опорах. При этом трос делится на участки, совпадающие с анкерными пролётами, и каждый такой участок заземляется в одной точке. В случае использования троса для отбора мощности или высокочастотной связи применяется третий способ, когда трос полностью изолируется по всей длине линии и изоляторы шунтируются искровыми промежутками.

9.4. Классификация опор

Многообразие применяемых в электросетевом строительстве типов опор влечёт за собой необходимость их классификации по целому ряду признаков. Они приведены в табл. 9.8, где также представлены соответствующие каждому признаку разновидности опор, а также некоторые краткие комментарии.

Классификация опор воздушных линий		
<i>Таблица 9.8</i> <i>Признак</i>	<i>Тип опоры</i>	<i>Примечание</i>
<i>Количество трехфазных цепей</i>	<i>Одноцепная</i>	<i>Всех напряжений</i>
	<i>Двухцепная</i>	<i>35—330 кВ</i>
	<i>Многоцепная</i>	<i>—</i>
<i>Способ крепления проводов</i>	<i>Промежуточная</i>	<i>Зажимы поддерживающие</i>
	<i>Анкерная</i>	<i>Зажимы натяжные</i>
<i>Положение на трассе</i>	<i>Угловая</i>	<i>В точках поворота трассы</i>
<i>Конструктивное выполнение</i>	<i>Свободностоящая</i>	<i>—</i>
	<i>На оттяжках</i>	<i>—</i>
<i>Материал</i>	<i>Деревянная</i>	<i>До 220 кВ включительно</i>
	<i>Железобетонная</i>	<i>До 500 кВ включительно</i>
	<i>Металлическая</i>	<i>Всех напряжений</i>
<i>Специальное назначение</i>	<i>Транспозиционная</i>	<i>По концам участков цикла</i>

	Ответвленная	Ответвления от магистрали
	Переходная	Переходы через реки и т. п.

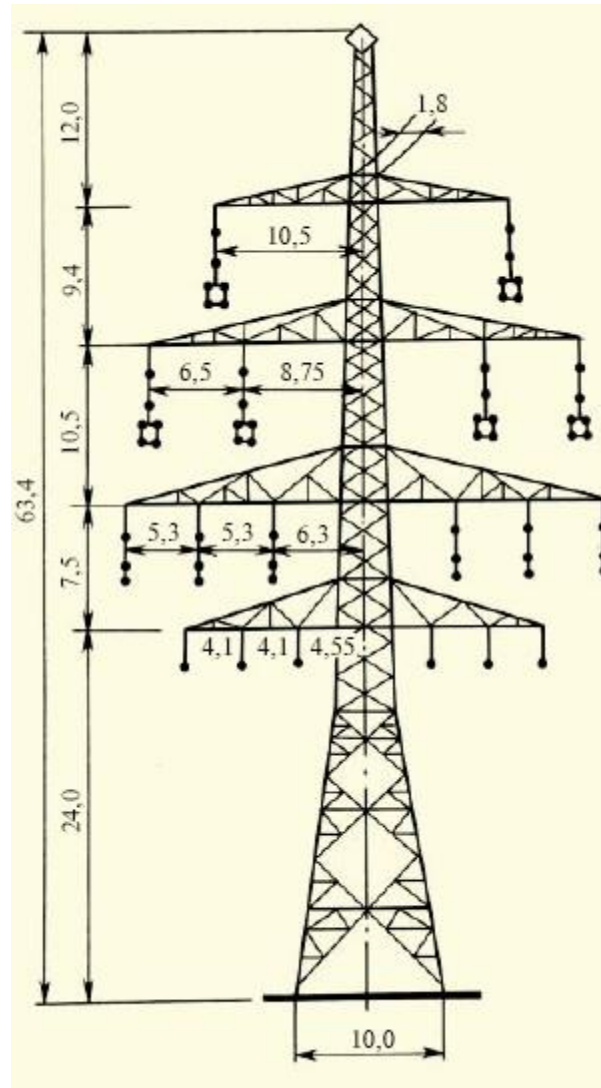


Рис.9.4. Опора многоцепной комбинированной ВЛ-380-220-110 кВ

Итак, по количеству трёхфазных цепей различают опоры:

- **одноцепные**, которые применяются при сооружении ВЛ любых номинальных напряжений;
- **двухцепные**, которые в России применяются для ВЛ 35—330 кВ, а за рубежом и на линиях 380—500 кВ;
- **многоцепные**, которые применяются за рубежом в густонаселённых районах с высокой стоимостью земли для экономии территории, отчуждаемой под трассу ВЛ. В качестве примера такой конструкции на рис. 9.4 показана металлическая **шестицепная** опора

комбинированной ВЛ, где на верхних двух ярусах расположены фазы двух цепей 380 кВ, под ними размещены две цепи 220 кВ, а на нижней траверсе подвешены две цепи 110 кВ. Вертикальный размер этой опоры составляет 63,4 м, зато горизонтальный габарит — только 34 м. Основанием второго признака служит способ крепления проводов. Здесь в первую очередь выделяются промежуточные опоры, на которых провода закрепляются в поддерживающих зажимах. Это основной тип опор, составляющий около 90 % их общего числа. Кроме них выделяются анкерные опоры, на которых провода закрепляются в натяжных зажимах. Эти опоры расположены по концам анкерного пролёта (анкерowanego участка), эскиз которого был показан на рис. 9.2.

По положению на трассе различают опоры, расположенные на прямых ее участках, и угловые (или анкерные угловые), расположенные в точках изменения направления (поворота) трассы линии. В этих точках на опору действует сила тяжения проводов и тросов, направленная по биссектрисе внутреннего угла. Поэтому в отличие от обычной промежуточной опоры угловая должна иметь раскосы, противодействующие опрокидывающему моменту в направлении действия этой силы. При углах поворота, превышающих 20 °, устанавливают анкерные угловые опоры.

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

В качестве материала для изготовления опор используются древесина, железобетон и сталь. Деревянные опоры в России применяют на ВЛ с номинальным напряжением до 220 кВ включительно, хотя в США есть опыт строительства ВЛ 345 кВ на опорах из клеёной древесины. В качестве примера на рис. 9.5 показана одноцепная свободностоящая промежуточная деревянная опора ВЛ 110 кВ. Нижние части опоры (пасынки) заглублены в землю на 2,5 м. Для повышения прочности заделки опор в грунте к пасынкам крепятся поперечные ригели. В настоящее время применяются опоры с железобетонными пасынками, что способствует увеличению срока службы опор. Все остальные элементы деревянной опоры — стойки, траверса и раскосы (или перекрёстные ветровые связи) пропитываются антисептиком. Для их изготовления используется древесина лиственницы или сосны. Стойки соединяются с пасынками проволочными бандажами.

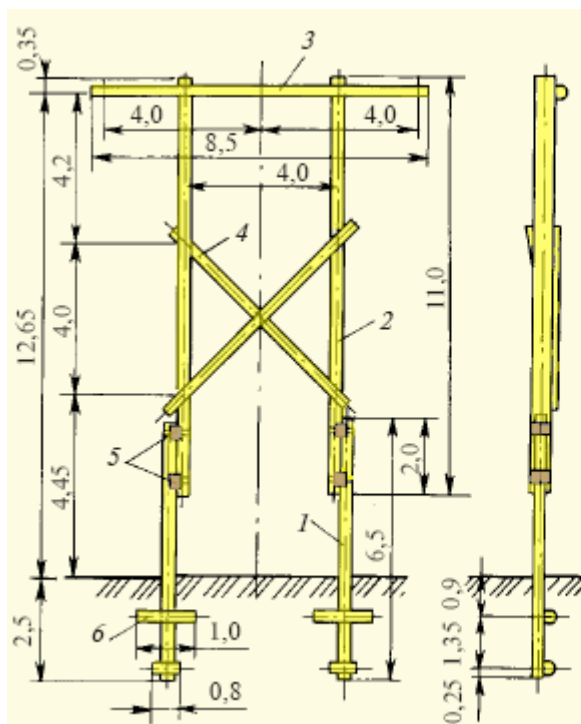


Рис. 9.5. Деревянная промежуточная опора 110 кВ:

1 – пасынок; 2 – стойка; 3 – траверса;
4 – раскос; 5 – бандаж; 6 – ригель

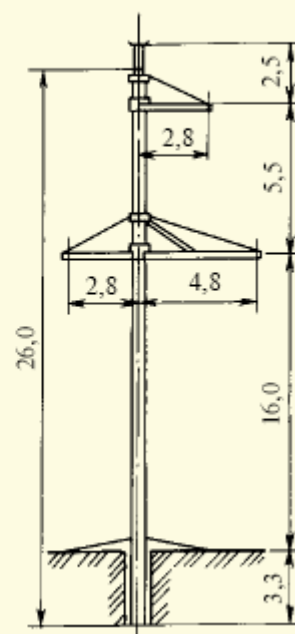


Рис. 9.6. Железобетонная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ-220 кВ

Унифицированные **железобетонные опоры** в России применяются для сооружения ВЛ с номинальным напряжением до 500 кВ включительно. Они имеют металлические траверсы и тросостойки. Стойки изготовляют из вибрированного или центрифугированного железобетона. В первом случае они имеют двутавровое, квадратное или прямоугольное сечение. Стойки из центрифугированного железобетона имеют кольцевое сечение и цилиндрическую либо коническую форму. Двухцепные одностоечные железобетонные опоры применяют при напряжениях 110—220 кВ, одноцепные (одно - и двухстоечные) на линиях 35—500 кВ. В качестве примера на рис. 9.6 показана промежуточная одноцепная свободностоящая железобетонная опора ВЛ 220 кВ с треугольным расположением проводов (на рисунке не показаны). Ее стойка имеет длину 26 м и заглубляется в грунт на 3,3 м.

Металлические опоры применяются во всем диапазоне номинальных напряжений (35—1150 кВ). Их основными элементами являются **ствол** (у свободностоящих опор башенного типа) или **стойки** (у порталных и V-образных опор), **траверсы** в форме пространственных ферм, **тросостойки** и **оттяжки**, если они предусмотрены конструкцией. На рис. 9.7 представлены примеры промежуточных металлических опор перечисленных выше типов (башенного, порталного и V-образного).

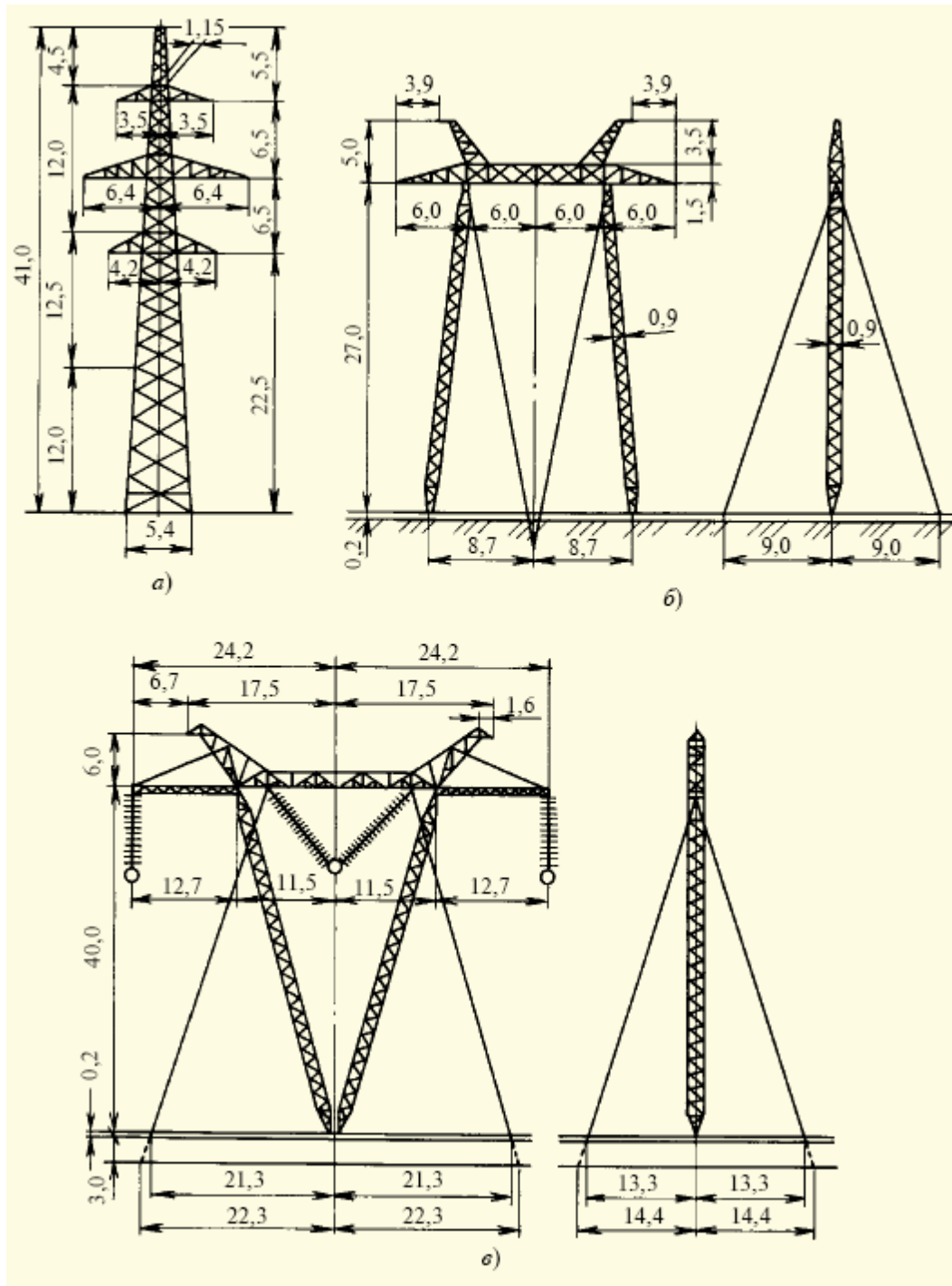


Рис.9.7. Типы промежуточных металлических опор:

а – двухцепная свободностоящая башенная 220 кВ; б – одноцепная порталная 500 кВ на оттяжках; в – одноцепная V – образная 1150 кВ на оттяжках

Ствол башенной опоры состоит из четырёх вертикальных **поясов** из стальных угольников, связывающих соседние пояса **раскосов**, образующих **решётку**, и **диафрагм** (горизонтальных крестообразных связей поясов), придающих опоре жёсткость и устойчивость. По способу сборки металлические опоры могут быть **сварными** и **болтовыми**. Сварные опоры изготавливаются на заводе секциями, размеры которых лимитируются

условиями транспортировки на трассу, где эти секции сочленяются с помощью болтов. Болтовые опоры полностью собираются на трассе. Их преимуществами являются большее удобство транспортировки составных элементов и упрощение технологии защиты от коррозии (горячей оцинковки) этих элементов в заводских условиях. Помимо перечисленных выше выделяется группа опор **специального назначения**. К ним относятся транспозиционные, ответвительные и переходные опоры. **Транспозиционные** опоры устанавливаются по концам участков цикла транспозиции (рис. 9.8).

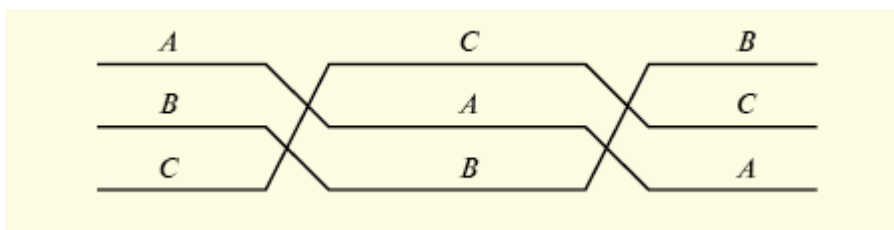


Рис. 9.8. Схеме цикла транспозиции фаз A, B, C воздушной линии

Под транспозицией понимается циклическая перестановка фаз с целью снижения **несимметрии** систем векторов токов и напряжений в конце линии (при симметричных системах этих векторов в ее начале), вызываемой различием реактивных параметров фаз (индуктивностей и ёмкостей) вследствие несимметричного расположения проводов на опорах. На линиях длиной до 100 км обычно осуществляется один цикл транспозиции, если это допустимо по условиям влияния на проводные линии связи, прокладываемые параллельно ВЛ. **Ответвительные** опоры служат для выполнения ответвлений от основной линии, а **переходные** — для осуществления переходов через реки и другие водные пространства. Высота последних в ряде случаев достигает 100 м. На одноцепных опорах в настоящее время применяют два расположения проводов — **по вершинам треугольника** (на ВЛ 35—330 кВ с железобетонными и стальными опорами) и **горизонтальное** (на всех ВЛ напряжением 220 кВ и выше и на ВЛ 35—110 кВ с деревянными опорами). На двухцепных опорах рекомендуется расположение проводов **по вершинам шестиугольника** (типа «бочка»).

9.5. Изоляторы и линейная арматура

Изоляторы ВЛ изготавливают в основном из фарфора или закалённого стекла. Вместе с тем, в последние два десятилетия все шире начинают применяться и полимерные изоляторы. Фарфор и стекло обладают высокой стойкостью к атмосферным воздействиям, достаточно высокой механической и электрической прочностью. Стекланные изоляторы легче фарфоровых, лучше противостоят ударным нагрузкам и не растрескиваются, а рассыпаются при пробое, что облегчает визуальное нахождение места повреждения при осмотрах линии.

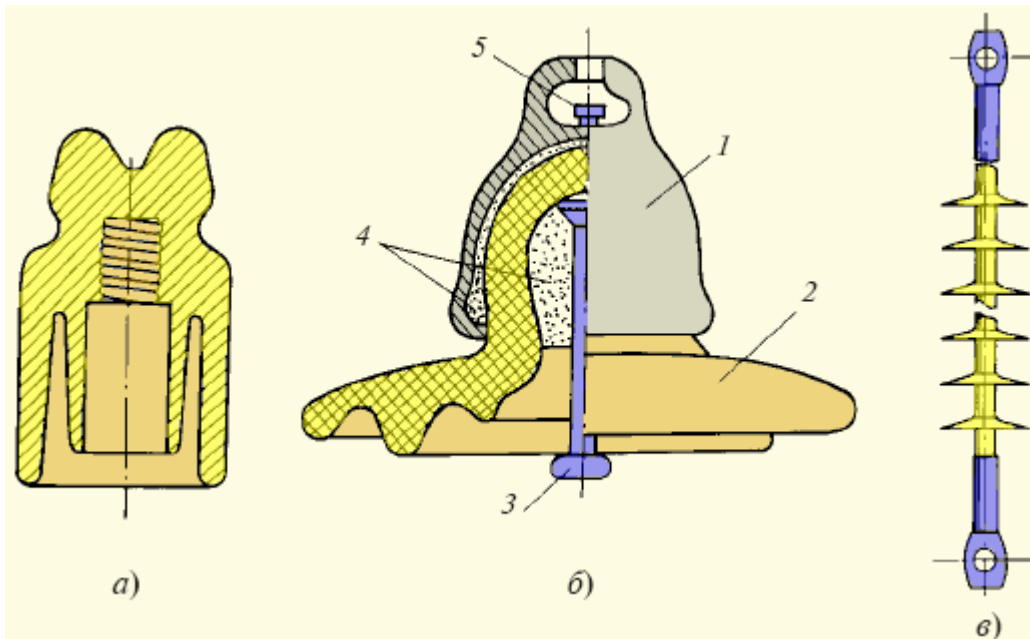


Рис. 9.9. Виды линейных изоляторов:

а – штыревой; б – подвесной тарельчатого типа; в - полимерный
1 – шапка; 2 – изолирующая деталь (тарелка); 3 – стержень; 4 – цементная заделка; 5 – замок изолятора

Конструктивно различаются два вида стеклянных и фарфоровых изоляторов — штыревые и подвесные. **Штыревые** (рис. 9.9, а) применяются на ВЛ до 35 кВ включительно. Корпус изолятора имеет внутреннюю резьбу и навинчивается на металлический штырь или крюк. Провод укладывается в углубление на головке изолятора и закрепляется проволоочной вязкой. В марке изолятора присутствует обозначение типа (Ш), материала (С или Ф), номинального напряжения (в киловольтах) и исполнения (А, Г и др.). Так, например, изолятор ШС10-Г (грязестойкого исполнения, т.е. для районов с загрязненной атмосферой) имеет высоту 145 мм, диаметр корпуса 160 мм и массу 2,1 кг.

Подвесные изоляторы (рис. 9.9, б) применяются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Марка изолятора содержит буквы П (подвесной), С (стеклянный) или Ф (фарфоровый), Г (грязестойкий) и А, Б, В, Д (обозначение модификации). Цифрой обозначается максимальная (разрушающая) механическая нагрузка в килоньютонах (кН), например ПФ70-В, ПСГ120-А, ПС400-А и т. п.

Конструкция подвесного тарельчатого изолятора состоит из трёх основных элементов :

- стеклянной или фарфоровой **изолирующей детали** в виде тела вращения с рёбрами на нижней поверхности и с внутренней полостью конической или цилиндрической формы;
- **шапки** из ковкого чугуна, в верхней части которой имеется сферическая полость (гнездо), предназначенная для шарнирного сопряжения с другим изолятором;

- **стержня**, нижняя головка которого имеет сферическую поверхность, сопрягаемую с соответствующей поверхностью в гнезде шапки.

Прочное соединение металлических деталей подвеса изолятора с изолирующей деталью достигается за счёт конической формы сопрягаемых частей шапки, изолирующей детали и верхней головки стержня, пространство между которыми заполняется цементным раствором (позиция 4 на рис. 9.9, б), обеспечивающим их прочное соединение.

Подвесные изоляторы собираются в **гирлянды** путём введения в сферическое гнездо шапки головки стержня смежного изолятора. Для предотвращения расцепления сферический шарнир изоляторов запирается замком М-образной или шплинтообразной формы (позиция 5 на рис. 9.9, б).

Количество изоляторов в поддерживающей гирлянде $n_{из}$ определяется в основном значением номинального напряжения линии, а также степенью загрязнённости атмосферы, материалом опоры и типом изолятора. При использовании изоляторов марок ПС70-Б и ПФ70-В их число в поддерживающей гирлянде, ее длина с арматурой от траверсы до провода λ_2 и масса гирлянды с арматурой m_2 для ВЛ 35—330 кВ, сооружаемых на металлических и железобетонных опорах в районах с нормальными атмосферными условиями, приведены в табл. 9.9.

Характеристики поддерживающих гирлянд изоляторов ВЛ 35—330 кВ						
Таблица 9.9 Параметр	Марка изолятора	Значение параметра при $U_{ном}$, кВ				
		35	110	150	220	330
$n_{из}$	ПФ70-В	3	7	9	13	19
	ПС70-Б	3	8	10	14	21
λ_2 , м	ПФ70-В	0,69	1,25	1,5	2,2	3,0
	ПС70-Б	0,68	1,35	1,6	2,3	3,2
m_2 , кг	ПФ70-В	19	38	47	72	118
	ПС70-Б	16	36	45	67	111

Поддерживающие гирлянды ВЛ 500 кВ при использовании изоляторов марки ПФ120-А содержат 21 такой изолятор (при ПС 120-А — 24 изолятора). При $U_{ном} = 110—220$ кВ в число $n_{из}$ входит по одному резервному изолятору, а при $U_{ном} = 330—500$ кВ — по два. Для ВЛ 35—220 кВ, сооружаемых на деревянных опорах, число изоляторов в гирлянде на один меньше указанного в табл. 9.9 для ВЛ соответствующего напряжения.

Стержневые **полимерные изоляторы** (ПИ) представляют собой относительно новое поколение изоляции ВЛ. Их разработка и внедрение в практику сооружения ВЛ начались в СССР в 70-е годы XX в. В настоящее время в России в эксплуатации находятся более 400 тыс. ПИ. Основой их

конструкции (рис. 9.9, в) является **стеклопластиковый стержень**, воспринимающий всю механическую нагрузку. На концах стержня имеются металлические **оконцеватели** или **фланцы** для крепления к траверсе опоры и соединения с зажимом провода. Электрическую прочность изолятора и необходимую длину пути утечки тока обеспечивает ребристая **оболочка** из кремнийорганической эластомерной композиции (резины) или силикона, защищающая стержень от атмосферных воздействий и закреплённая на нем с помощью клеевого герметика (гермента).

Основными достоинствами ПИ являются, прежде всего их высокая эксплуатационная надёжность, малая масса, устойчивость к ударным механическим нагрузкам и актам вандализма (в том числе к расстрелам), удобство транспортировки и простота монтажа, а также эстетичный внешний вид. Отечественные ПИ маркируются буквами ЛК, после которых указывается разрушающая нагрузка при растяжении (от 70 до 300 кН) и через дробь — значение $U_{ном}$. Так, например, изолятор ЛК 70/110 имеет габаритный размер 1278 мм, длину изоляционной части 1020 мм, диаметр рёбер оболочки 85 мм и массу 3,3 кг, т.е. на порядок меньшую по сравнению с гирляндой стеклянных или фарфоровых изоляторов таких же напряжения и прочности (см. табл. 9.9).

Термин **линейная арматура** объединяет устройства, обеспечивающие, во-первых, надёжное **сочленение** отдельных элементов конструкции ВЛ, а также **защиту** гирлянд подвесных изоляторов (или ПИ) от повреждения электрической дугой при пробое и **фиксацию** взаимного расположения в пространстве проводов расцепленных фаз и соседних фаз по отношению друг к другу. В табл. 9.10 представлены пять различающихся своим назначением основных групп элементов арматуры, а также их типы и модификации в каждой группе.

Классификация линейной арматуры		
Таблица 9.10 Категория	Тип	Разновидности
Фиксирующая	Зажим поддерживающий	Глухой С проскальзыванием
	Зажим натяжной	Клиновой Болтовой Прессуемый
Сцепная	Элемент сопряжения	Скоба (гирлянда-опора) Серьга (скоба-изолятор) Ушко (изолятор-зажим) Коромысло (n гирлянд) Промежуточное звено Узел крепления к опоре

Защитная	Элемент защиты	Защитное кольцо Защитный овал Разрядные рога
Соединительная	Соединитель	Овальный Прессуемый
Дистанцирующая	Распорка	Металлическая Изолирующая

Фиксирующая арматура представлена двумя видами **зажимов** — поддерживающими и натяжными. **Поддерживающие зажимы** служат для крепления проводов на промежуточных опорах. Они состоят из **лодочки**, в которую укладывается провод, зажимных **плашек** и U-образных **болтов**, закрепляющих провод в лодочке (рис. 9.10, а). В основном применяют два типа поддерживающих зажимов — глухие и с ограниченной прочностью заделки провода.

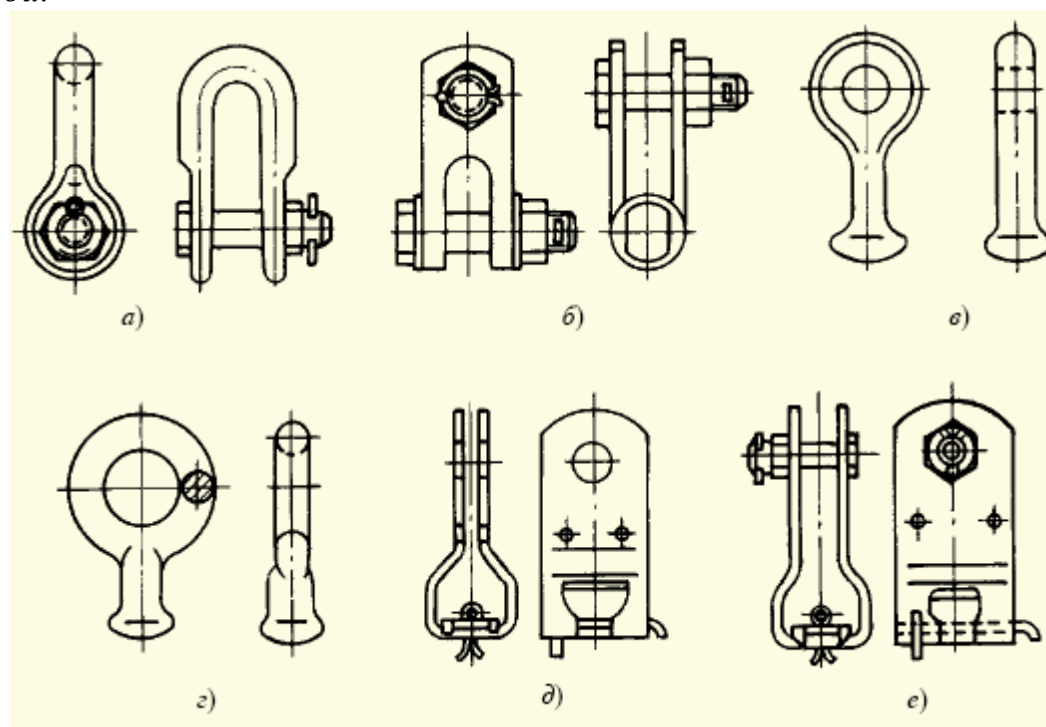


Рис. 9. 11. Основные элементы цепной арматуры:

а – одинарная скоба; б – двойная плоская скоба; в – серьга с цилиндрической проушиной; д – однолапчатое ушко; е – двухлапчатое ушко

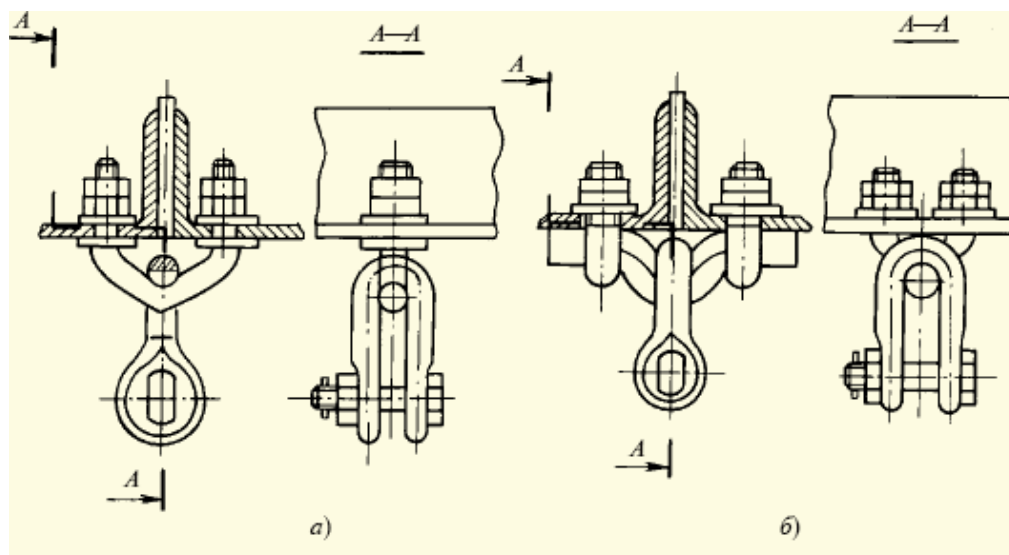


Рис.9.12. Узлы крепления к траверсе опоры:

а – поддерживающей гирлянды; б – натяжной гирлянды

К категории **защитной арматуры** относятся защитные кольца (овалы) и разрядные рога. **Защитные кольца (овалы)** устанавливаются в нижней части поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов и стержневых полимерных изоляторов ВЛ напряжением 330 кВ и выше. Они служат для отвода электрической дуги, возникающей при перекрытиях гирлянд, от поверхности последних, а также для улучшения равномерности распределения напряжения между изоляторами гирлянды. Верхние и нижние **разрядные рога** служат для создания искрового промежутка при изолированном креплении грозозащитных тросов на опорах ВЛ 220—1150 кВ. Они устанавливаются на гирляндах, причём верхние рога закрепляются на серьгах, а нижние — на ушках.

Соединительная арматура служит для соединения двух **строительных длин** провода, т.е. его отрезков, каждый из которых уместается на одном транспортном барабане. Для проводов с сечениями до 240 мм² включительно используют **овальные соединители**, которые представляют собой трубку с развальцованными краями из того же материала, что и провод, в которую с двух сторон вставляются соединяемые концы провода. Надёжный электрический контакт и достаточная механическая прочность места соединения обеспечиваются при монтаже путём обжатия соединителя специальными клещами или прессом, либо путём скручивания вместе с проводом специальным приспособлением.

Для соединения сталеалюминевых проводов с сечениями 300 мм² и более, а также стальных тросов сечением 50—150 мм² и более применяют **прессуемые соединители**. Они состоят из двух элементов — алюминиевого корпуса, охватывающего внешнюю поверхность провода, и стальной трубки, в которую вставляются концы стального сердечника.

Дистанцирующая арматура представлена двумя видами распорок. **Металлические распорки** служат для фиксации взаимного расположения

проводов расщепленных фаз ВЛ 330—1150 кВ. Наиболее простая парная распорка, соединяющая два провода, состоит из двух комплектов плашек, которые закрепляются на проводах болтами, и тяги, устанавливаемой между плашками и закрепляемой жёстко (глухое крепление) или подвижно (шарнирное крепление). На ВЛ 500 кВ с расщеплением фазы на три провода такие распорки устанавливают группами по 3 штуки на расстоянии 40—50 м между соседними группами. При числе проводов в фазе более трёх наряду с парными могут быть использованы многолучевые и рамные распорки, более экономичные с точки зрения расхода металла.

Изолирующие распорки служат для дистанцирования сближенных фаз компактных ВЛ на опорах охватывающего типа и опорах с вантовой траверсой, а также для фиксации фаз многофазных ВЛ. С этой целью могут быть использованы полимерные изоляторы со стеклопластиковым стержнем, описанные выше, а также опорно-стержневые полимерные изоляторы.

9.6. Геометрические характеристики

Геометрические размеры опор ВЛ косвенным образом определяют ее некоторые экономические характеристики. От значений высоты и ширины опоры при прочих равных условиях зависит объем материала, из которого изготовлены элементы опоры, а следовательно, и ее стоимость. Кроме того, ширина опоры частично определяет и поперечный размер полосы отчуждения территории под трассу линии, что в условиях рыночной экономики при высокой стоимости земли является подчас причиной отказа от сооружения ВЛ в пользу варианта кабельной линии с существенно меньшей шириной трассы.

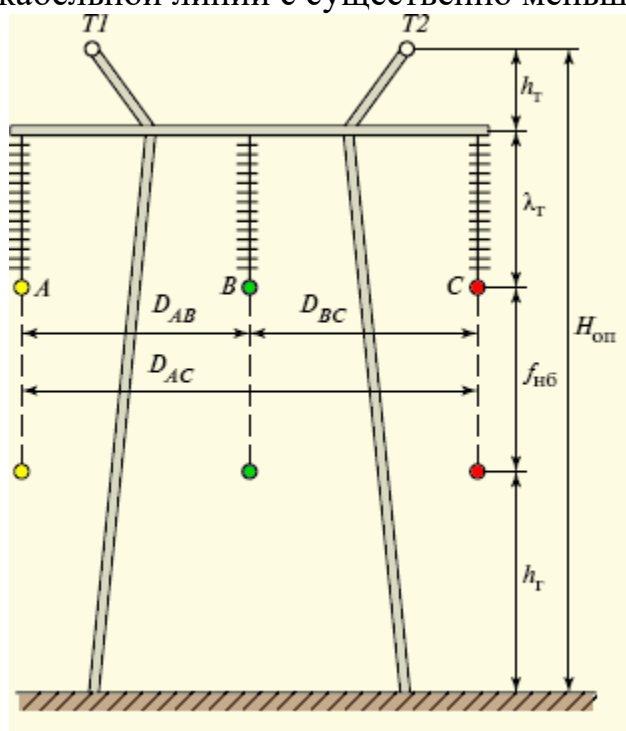


Рис. 9.13. Геометрические параметры воздушной линии

Вертикальный и горизонтальный габариты воздушной линии определяются взаимным расположением:

- ее токоведущих элементов (проводов) и заземлённых частей (траверс и стоек опоры);
- проводов и грозозащитных тросов, если последние предусмотрены конструкцией;
- проводов в нижней точке их провисания в пролете относительно поверхности земли.

Рассмотрим условия выбора соответствующих этим условиям расстояний на примере одноцепной portalной свободностоящей металлической опоры с двумя тросами, схематически изображённой на рис. 9.13, где также показаны интересующие нас геометрические размеры.

Вертикальный габарит линии, т.е. высота опоры $H_{оп}$, как это видно из рис. 9.13, определяется выражением

$$H_{оп} = h_{г} + f_{нб} + \lambda_{г} + h_{т} \quad (9.1.)$$

где $h_{г}$ — нормированный габарит линии до земли; $f_{нб}$ — наибольшая стрела провеса провода; $\lambda_{г}$ — длина гирлянды изоляторов с арматурой; $h_{т}$ — высота крепления троса над траверсой (высота тросостойки).

Как уже говорилось в § 9.2, габарит линии, т.е. величина $h_{т}$, определяется условиями безопасности передвижения под проводами линии транспортных средств и механизмов. Она нормируется в зависимости от характера местности (населённая, ненаселённая, труднодоступная) и номинального напряжения ВЛ.

Величина стрелы провеса f в промежуточном пролете длиной L определяется допустимым механическим напряжением в нижней точке провода $\sigma_{доп}$ при конкретных климатических условиях и соответствующей удельной нагрузке γ :

$$f = \gamma L^2 / (8 \sigma_{доп}) \quad (9.2.)$$

Наибольшая стрела провеса имеет место либо при высшей расчётной температуре воздуха $t_{нб}$ за счёт термического удлинения провода, либо при наибольшей вертикальной механической нагрузке от массы провода, покрытого гололёдом при соответствующей температуре $t_{доп} = - 5^{\circ}\text{C}$ и отсутствии ветра.

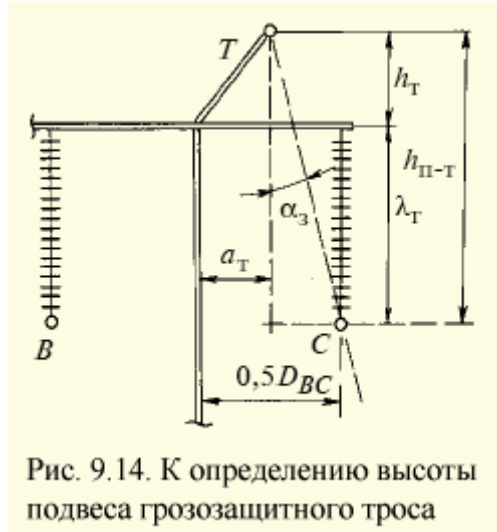
Длина гирлянды изоляторов с арматурой $\lambda_{г}$ определяется типом используемых изоляторов и их количеством в зависимости от номинального напряжения ВЛ (см. табл. 9.9).

Положение грозозащитного троса, т.е. **высота тросостойки** $h_{т}$, определяется по условиям защиты проводов от прямых ударов молнии. Для обеспечения такой защиты защитный угол α_z должен быть не более установленных ПУЭ его допустимых значений $\alpha_{доп}$. Для опор с одним тросом $\alpha_{доп} = 30^{\circ}$, с двумя тросами — 20° .

При $\alpha_3 = \alpha_{доп}$, как следует из рис. 9.14, расстояние по вертикали между проводом и тросом h_{n-m} равно

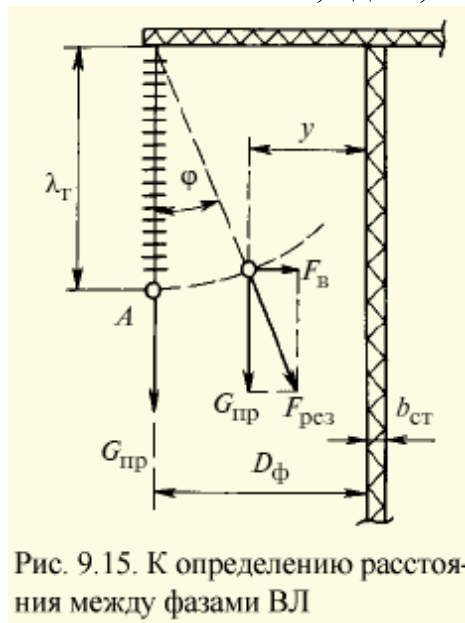
$$h_{n-m} = h_m + \lambda_z = (0,5D_{BC} - a_m) / \operatorname{tg} \alpha_{доп} \quad (9.3.)$$

При известных значениях $\alpha_{доп}$, расстояния между соседними фазами D_{BC} , длины гирлянды



и расстояния по горизонтали от оси стойки до троса a_T из этого выражения однозначно определяется искомая величина h_T .

Наименьшее допустимое изоляционное расстояние по воздуху от токоведущих до заземлённых частей ВЛ $u_{доп}$ определяется условиями исключения пробоя воздушного промежутка при рабочем напряжении, при грозовых и внутренних перенапряжениях, а также условием безопасного подъёма ремонтного персонала на опору, когда линия находится под напряжением. Последнему условию соответствует наибольшее значение $u_{доп}$, которое для ВЛ 35—500 кВ составляет от 1,5 до 4,5 м.



При использовании на ВЛ как подвесных гирлянд стеклянных и фарфоровых изоляторов, так и стержневых полимерных изоляторов расстояние от провода до стойки опоры y определяется с учётом возможного отклонения провода под давлением ветра (рис. 9.15) на угол φ , зависящий от соотношения удельных нагрузок — вертикальной от собственной массы провода без гололёда $G_{\text{пр}}$ и горизонтальной от действия ветра $F_{\text{в}}$, которые формируют результирующий вектор силы $F_{\text{рез}}$, действующей на провод.

При этом минимально допустимое расстояние между фазой линии и стойкой опоры

$$D_{\varphi \min} = y_{\text{дон}} + \lambda_z \sin \varphi, \quad (9.4.)$$

где $\sin \varphi = F_{\text{в}}/F_{\text{рез}}$.

Значение $D_{\varphi \min}$ служит для определения **расстояния между фазами** $D_{\text{мф}}$. При их горизонтальном расположении

$$D_{\text{мф}} = D_{AB} = D_{BC} = 2D_{\varphi \min} + b_{\text{ст}}, \quad (9.5.)$$

где $b_{\text{ст}}$ — ширина стойки опоры.

В табл. 9.11 даны значения конструктивных параметров ВЛ 35—750 кВ, о которых шла речь выше, а именно:

- длины промежуточного пролёта L при сооружении ВЛ в равнинной местности;
- расстояния между фазами $D_{\text{мф}}$ при их горизонтальном расположении на опоре;
- длины подвесной гирлянды изоляторов с арматурой λ_z ;
- высоты промежуточной опоры $H_{\text{оп}}$;
- габарита линии до земли в ненаселённой местности h_z ;
- числа проводов в фазе N ;
- диапазонов сечений F сталеалюминевых проводов (их алюминиевой части).

Конструктивные параметры ВЛ 35—750 кВ						
Таблица 9.11 Параметр	Номинальное напряжение, кВ					
	35	110	220	330	500	750
$L, \text{ м}$	150— 200	170— 250	250— 350	300- 400	350- 450	450— 750
$D_{\text{мф}}, \text{ м}$	3,0	4,0	6,5	9,0	12,0	17,5
$\lambda_z, \text{ м}$	0,7	1,2— 1,4	2,2-2,3	3,0-3,2	4,5— 4,9	6,7— 7,5
$H_{\text{оп}}, \text{ м}$	10	13—14	22—26	25—30	27—32	30—41
$h_z, \text{ м}$	6—7	6—7	7—8	7,5—8	8	10—12
N	1	1	1	2	3	4

$F, \text{ мм}^2$	50— 185	70— 240	240- 400	240— 500	300— 500	400, 500
-------------------	------------	------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Данные табл. 9.11 свидетельствуют о том, что ВЛ СВН (330—750 кВ) характеризуются весьма внушительными размерами. Их вертикальный габарит составляет 25—41 м, а ширина опоры, если принять ее равной двойному междупазному расстоянию, находится в пределах от 18 до 35 м. Несмотря на то что в процентном отношении к суммарной протяжённости ВЛ напряжением 35 кВ и выше такие линии в России составляют небольшую долю (менее 10 %), территория, занимаемая ими, оказывается довольно значительной. В связи с этим во всем мире проводятся исследования, направленные на создание более компактных конструкций ВЛ, которые одновременно обладали бы повышенной пропускной способностью, пониженным влиянием на окружающую среду и в большей степени удовлетворяли бы требованиям технической эстетики

Лекция № 10. Кабели и провода для электроэнергетики.

Содержание лекции

- 10.1 Силовые кабели низкого напряжения (до 1 кВ)
- 10.2. Силовые кабели среднего напряжения
- 10.3. Силовые кабели высокого напряжения
- 10.4. Силовые кабели на высокое постоянное напряжение
- 10.5. Арматура силовых кабелей
- 10.6. Провода для воздушных линий электропередачи
- 10.7. Волоконно - оптические кабели для подвески на воздушных ЛЭП
- 10.8. Сверхпроводящие кабели для линий электропередачи - кабели будущего

В электроэнергетических системах применяются почти все известные виды кабельной продукции, однако базовыми, которые и будут рассмотрены ниже, являются силовые кабели и частично провода для воздушных линий электропередачи (ЛЭП). Будут также рассмотрены самонесущие изолированные провода и волоконно-оптические кабели, которые начинают применяться в электроэнергетике. Силовые кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии и являются одним из важнейших видов кабельных изделий. Классификацию силовых кабелей принято проводить по значению напряжения электрических сетей, в которых

они используются. Примеры конструкций силовых кабелей различного напряжения приведены на рис. 10.1.

10.1. Силовые кабели низкого напряжения (до 1 кВ)

Преимущественно эти кабели применяются в трехфазных системах с заземлённой нейтралью при напряжении 220/380 В и изготавливаются в основном в четырёхжильном исполнении (три фазных проводника и один нулевой для соединения с заземлённой нейтралью — рис. 10.1), хотя выпускаются и трёхжильные кабели. В качестве электрической изоляции жил и защитных оболочек кабелей применяются пластмассы преимущественно на основе **поливинилхлоридных** (ПВХ) пластикатов. Форма токопроводящих жил чаще всего секторная, так как она позволяет получить компактную и соответственно экономичную конструкцию кабеля. Однако силовые кабели такого типа выпускаются и с круглыми жилами. Материал жил — медь, алюминий.

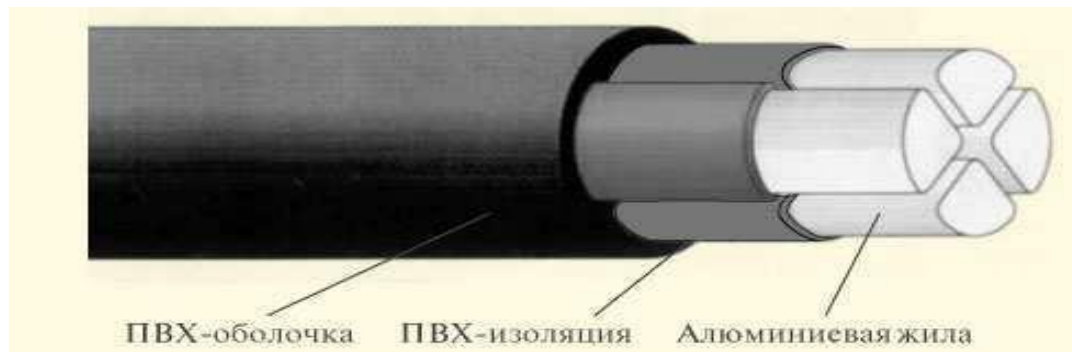


Рис. 10.1. Типовая конструкция силового кабеля на напряжение до 1 кВ

По условиям эксплуатации кабели разделяются на две группы:

- а) для подземной прокладки;
- б) для прокладки в кабельных сооружениях (каналах, туннелях, эстакадах), производственных помещениях, в том числе на ТЭЦ, АЭС и других объектах (прокладка в воздухе).

Кабели для подземной прокладки в городских условиях применяются для подвода питания к жилым и производственным зданиям от квартальных подстанций 10/0,4 кВ, для уличного освещения. Из-за высокой насыщенности грунтов растворами хлоридов в ряде регионов России в последние годы ориентируются на применение кабелей с медными токопроводящими жилами, так как алюминиевые жилы кабелей (особенно для уличного освещения) разрушаются за счёт диффузии хлоридов через ПВХ-оболочку и изоляцию, а для подвода питания к жилым домам преимущественно используются кабели с пропитанной бумажной изоляцией в свинцовой коррозионно-стойкой оболочке. Перспективными являются конструкции кабелей низкого напряжения с изоляцией из сшитого **полиэтилена** (ПЭ) с повышенной нагрузочной способностью по сравнению с ПВХ-изоляцией (примерно на 17 %), в том числе коррозионно защищённые кабели для подземной прокладки в агрессивных грунтах. Коррозионная

защита кабелей обеспечивается применением полиэтиленовой изоляции и оболочки, имеющих пониженные коэффициенты диффузии водных растворов, в 8—10 раз меньшие по сравнению с ПВХ-изоляцией. Условия эксплуатации кабелей, прокладываемых в кабельных сооружениях, накладывают требования по пожаробезопасности к конструкциям кабелей и применяемым материалам. По условиям пожаробезопасности кабели классифицируются по пяти группам в соответствии со схемой, показанной на рис. 10.2.

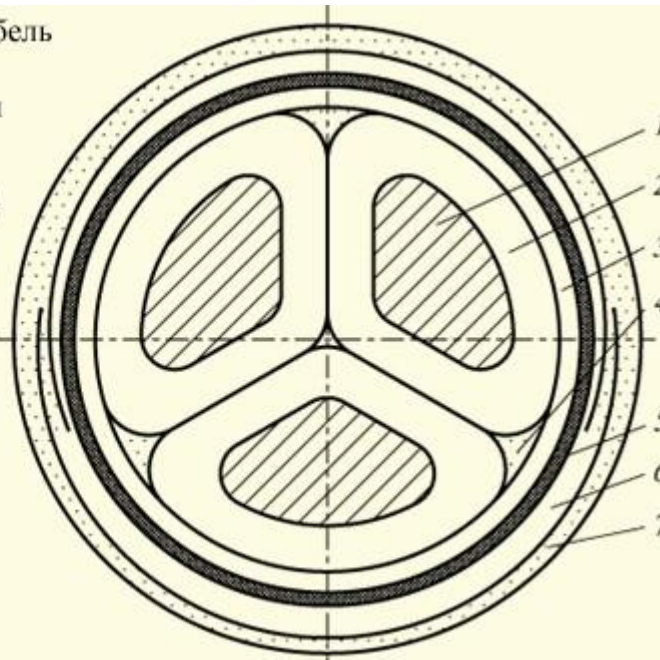


10.2. Силовые кабели среднего напряжения

Эти кабели применяются в распределительных сетях с изолированной нейтралью на напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ. Основным напряжением распределительных сетей энергосистем России и стран СНГ является напряжение 10 кВ. В качестве электрической изоляции кабелей среднего напряжения применяется бумажная пропитанная и пластмассовая изоляция. Силовые кабели с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ изготавливаются трёхжильными. В качестве фазной и поясной изоляции применяется бумага, пропитанная маслोकанифольным составом. Такие кабели выпускаются с медными и алюминиевыми жилами секторной формы. Для защиты гигроскопичной изоляции в конструкции кабеля предусмотрена металлическая оболочка из свинца или алюминия. Поверх металлических оболочек накладываются защитные покровы для механической и коррозионной защиты. Конструкция трёхжильного кабеля с поясной изоляцией показана на рис. 10.3.

Рис. 10.3. Трехжильный кабель с поясной изоляцией и секторными уплотненными жилами:

1 — токопроводящая жила; 2 — фазная изоляция; 3 — поясная изоляция; 4 — заполнение; 5 — свинцовая оболочка; 6 — подушка под броней; 7 — броня из двух стальных лент



Производство силовых кабелей с пропитанной бумажной изоляцией в России было начато в начале XX в. Поэтому в крупных *энергосистемах* находится значительная доля кабелей подземной прокладки, практически выработавших ресурс. Соответственно, удельная повреждаемость таких кабелей (число отказов на 100 км в год) имеет повышенные значения. Наибольшие показатели по удельной повреждаемости приходятся на кабели в алюминиевых оболочках из-за их коррозионного разрушения (доля кабелей в алюминиевых оболочках составляет около 50 %). Показатель удельной повреждаемости имеет тенденцию к повышению с 1972 г. Он растёт и в настоящее время. Это свидетельствует о деградации распределительной системы на напряжение 10 кВ. Поэтому в последние годы принято генеральное направление на применение для распределительных сетей среднего напряжения современных кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ, допускающего повышенные температуры эксплуатации (табл. 10.1.).

Основные термические параметры силовых кабелей среднего напряжения с пропитанной бумажной изоляцией и изоляцией из сшитого ПЭ		
Таблица 10.1 Параметр	Изоляция	
	пропитанная бумажная	сшитый ПЭ
Длительно допустимая рабочая температура, °С	70	90
Максимально допустимая температура при перегрузках, °С	75	130
Максимально допустимая температура при КЗ, °С	200	250

За счёт повышения рабочих температур изоляции из сшитого ПЭ длительно допустимые токи нагрузки кабелей увеличиваются на 17 % при прокладке в земле и на 20 % при прокладке в воздухе по сравнению с кабелями с пропитанной бумажной изоляцией. Повышение теплостойкости сшитого ПЭ достигается за счёт поперечной сшивки линейных молекул ПЭ через атомы углерода или цепочки кремний—кислород. Кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ получили широкое распространение с 80-х годов XX в. в промышленно развитых странах (США, Япония, Франция, Германия и др.), где они полностью вытеснили кабели с пропитанной бумажной изоляцией в свинцовых оболочках. Однако следует учитывать, что к технологии изготовления и конструкции таких кабелей предъявляются высокие требования. Это необходимо, чтобы исключить возникновение и развитие в полиэтиленовой изоляции так называемых «водных триингов» — древовидных образований или образований других форм, способных привести при эксплуатации к пробое кабеля. Изоляция из сшитого ПЭ не должна содержать воздушных, газовых и других инородных включений (допускаются включения только на микронном уровне). Способ изготовления и конструкция кабеля должны обеспечивать отсутствие влаги в изоляции для предотвращения роста водных триингов. Макро- и микроструктура экструдированной ПЭ-изоляции не должна содержать слабых в электрическом отношении участков, в изоляции не должны возникать значительные механические напряжения. Уровень технологической культуры и контроль качества при изготовлении кабелей должны удовлетворять строгим нормам и обеспечиваться соответствующими техническими средствами: системой контроля и регулирования геометрии кабеля, системой контроля чистоты ПЭ и т.п. На рис. 10.4 показана типовая конструкция одножильного кабеля с ПЭ-изоляцией на напряжение 10 кВ. Конструкция препятствует росту водных триингов в радиальном и осевом направлении при работе в увлажнённых грунтах.

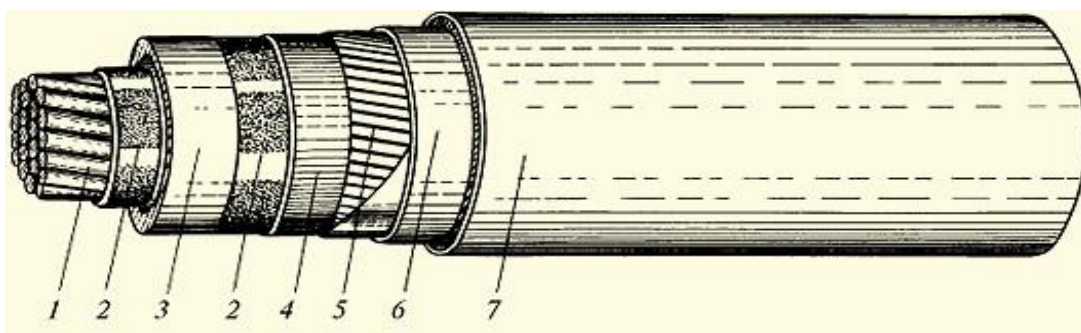


Рис.10.4. Типовая конструкция кабеля с ПЭ - изоляцией на напряжение 10 кВ: 1 – алюминиевая токопроводящая жила; 2 – электропроводящие экструдированные экраны; 3 – изоляция из сшитого полиэтилена; 4 – электропроводящие влагонабухающие ленты; 5 – экран из медных проволок; 6 – разделительная обмотка лентой; 7 – оболочка из полиэтилена

10.3. Силовые кабели высокого напряжения

К этому классу относятся кабели на напряжение 110, (150), 220, (380) и 500 кВ применительно к номинальным напряжениям систем электропередачи, принятых в России и странах СНГ. Напряжения 150 и 380 кВ используются в отдельных случаях. Кабели предназначены для передачи крупных мощностей электроэнергии ($60—620 \text{ МВ} \cdot \text{А}$) на указанных напряжениях. Области применения кабелей следующие:

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

К электрической изоляции кабелей высокого напряжения предъявляются высокие требования в части электрической прочности, высокой надёжности в течение длительных сроков службы (35 и более лет). Напряжённости электрического поля в изоляции таких кабелей составляют от 7 до 15 кВ/мм, т.е. являются наиболее высокими по сравнению с напряжённостями поля в любых электротехнических аппаратах и устройствах. Напряжённость электрического поля является одним из главных параметров, обеспечивающих приемлемые конструктивные размеры (диаметры) кабелей. Высокие рабочие напряжённости электрического поля ставят серьёзные научно-технические проблемы с точки зрения обеспечения высокого ресурса работы кабелей. Эти проблемы успешно решены для двух видов электрической изоляции кабелей: бумажно-пропитанной, работающей под избыточным давлением масла (**маслонаполненные кабели** — МНК) и из сшитого ПЭ с применением соответствующих технологий, обеспечивающих чистоту и требуемое качество изоляции.

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

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

На рис. 10.5 приведена конструкция МНК низкого давления, а на рис. 10.6 — МНК высокого давления в стальной трубе.

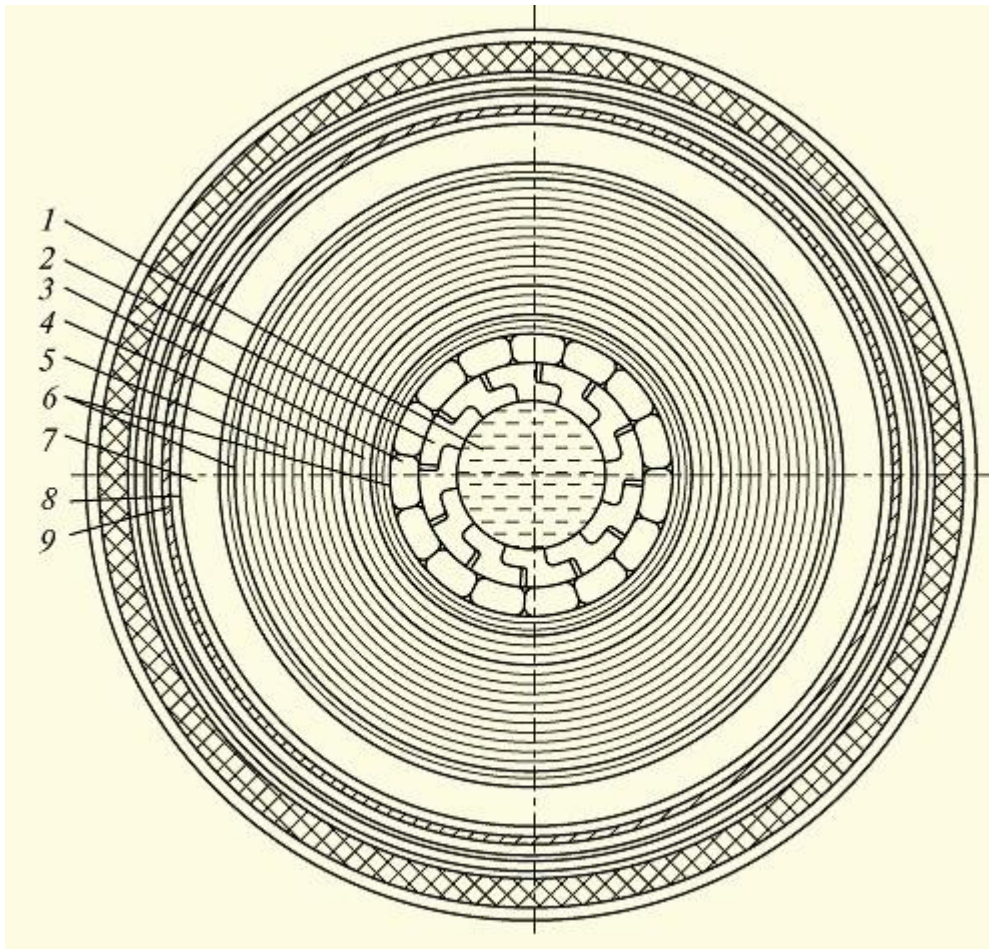


Рис.10.5. Конструкция маслонаполненного кабеля низкого давления на напряжение 110 кВ:

1 – канал для циркуляции масла; 2 – Зобразные проволоки токопроводящей жилы; 3 – сегментные проволоки жилы; 4 – слой изоляции из уплотнённой бумаги; 5 - слой изоляции из неуплотнённой бумаги; 6 – экран из электропроводящей бумаги; 7 – свинцовая оболочка; 8 – уплотняющие ленты; 9 – защитные покровы

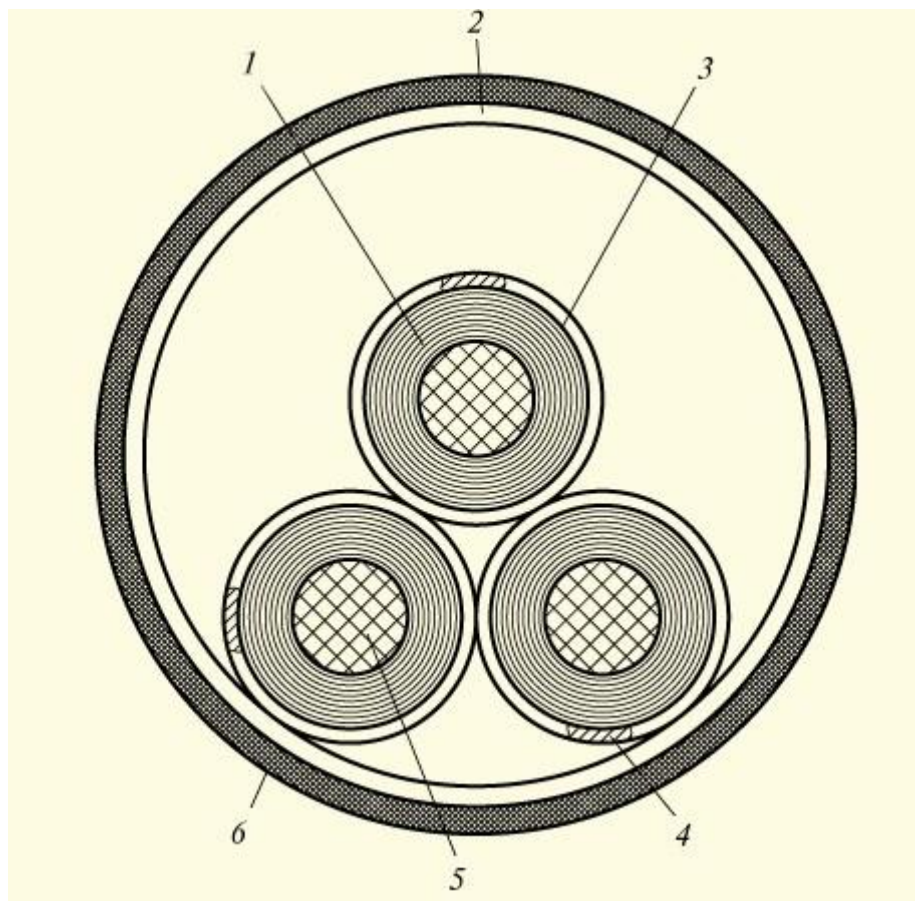


Рис.10.6. Конструкция маслонаполненного кабеля высокого давления в стальной трубе:

1 – бумажная изоляция пропитанная маслом; 2 – стальная труба; 3 – экран из медной ленты; 4 – медная проволока скольжения; 5 – токопроводящая жила; 6 – антикоррозионное покрытие

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

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

Напряжённость электрического поля в пластмассовой изоляции находится на уровне напряжённости в бумажно-пропитанной изоляции и составляет от 6 до 15 кВ/мм в зависимости от номинального напряжения кабелей. Типовая

конструкция кабеля высокого напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ показана на рис. 10.7.

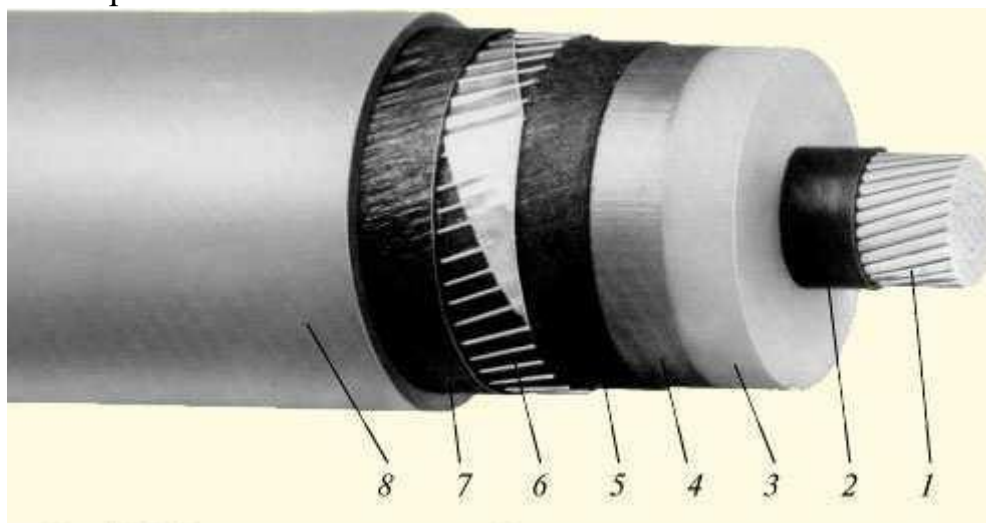


Рис. 10.7. Конструкция силового кабеля высокого напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ:

1 – токопроводящая жила; 2 – экран по токопроводящей жиле; 3 – изоляция; 4 – экран по изоляции; 5, 7 – водонабухающая лента; 6 – проволочный экран; 8 – наружная оболочка

Несмотря на все достоинства **кабелей переменного напряжения**, имеется по крайней мере одна область, где их использование практически невозможно, а именно — передача электроэнергии на большие расстояния. Зарядный ток I_z (ток утечки через изоляцию кабеля) уменьшает передаваемую мощность, причём значение I_z , а значит, и отбираемой мощности пропорционально длине l кабельной линии:

$$I_z = U \ C_0 l \quad (10.1.)$$

где U — фазное напряжение; ω — угловая частота; C_0 — электрическая ёмкость фазы кабеля на единицу длины.

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

Для **кабелей постоянного тока** $I_z = 0$, что и делает их привлекательным и часто единственно возможным техническим решением для передачи энергии на большие расстояния, в первую очередь — при пересечении больших водных пространств. На сегодняшний день единственной изоляцией, успешно применяемой для данных изделий, является традиционная, т.е. бумажная, пропитанная вязким составом или маслом под давлением. Попытки использовать для кабелей постоянного тока пластмассовую изоляцию до сих пор успешными не были. Причина заключается в том, что при действии постоянного напряжения на пластмассовую изоляцию в последней под действием объёмных зарядов формируется крайне

неблагоприятное распределение электрического поля. Напряжённости оказываются настолько большими, что даже при умеренных значениях напряжений в изоляции быстро развивается электрический пробой, т.е. электрическая прочность пластмассовой изоляции при постоянном напряжении оказывается низкой.

Длительно допустимые рабочие напряжённости электрического поля для кабелей постоянного тока значительно выше, чем для кабелей переменного тока, и составляют 30 кВ/мм для кабелей с вязкой пропиткой и 40 кВ/мм для МНК. Помимо фактического отсутствия ограничений по длине передачи кабели постоянного тока имеют целый ряд преимуществ по сравнению с кабелями переменного тока. Это более высокая надёжность, обусловленная отсутствием некоторых механизмов старения, присущих изоляции, работающей при переменном напряжении, возможность реверса потока мощности и передачи очень больших мощностей. Указанные преимущества весьма существенны для России, которая отличается большими пространствами, значительной неравномерностью размещения источников и потребителей электроэнергии, а также большим экспортом энергии. Несмотря на все перечисленные преимущества, широкое применение передачи постоянного тока сдерживается тем фактором, что сейчас производство и применение электроэнергии основано на системах и оборудовании переменного напряжения. Это требует оснащения каждой ЛЭП постоянного тока преобразовательной и инверторной подстанциями, что резко удорожает передачу. Поэтому кабели постоянного тока используются практически лишь там, где без них нельзя обойтись, в первую очередь в тех случаях, когда ЛЭП должна пересекать большие водные пространства.

10.5. Арматура силовых кабелей

В настоящее время в энергосистемах применяются различные виды кабельной арматуры. Из них наиболее известны **концевые** и **соединительные муфты**, разновидностями которых для концевых муфт являются **муфты кабельных вводов**, а для соединительных муфт — **переходные** и **стопорные муфты**. Основные конструкции муфт приведены в табл. 10.2. Многообразие конструктивных форм арматуры и особенностей ее монтажа определяются типами кабелей, для которых она используется и условиями эксплуатации. Конструкция соединительной муфты для кабелей на напряжение 110 кВ с изоляцией из сшитого ПЭ приведена на рис. 10.8, а конструкция концевой муфты для кабеля на напряжение 500 кВ с пропитанной бумажной изоляцией - на рис. 10.9.

Основные типы кабельной арматуры					
Таблица 10.2 Вид кабельной арматуры	Область применения	Основные эксплуатационные характеристики и	Конструктивные элементы	Технологические особенности монтажа	Примечание

Концевые муфты (КМ)	Для соединения кабеля с элементами ЛЭП	Рабочие напряжения 1,6, 10, 110, 220, 500 кВ; климатическое исполнение У и ХЛ (от -60° до + 40°С)	Фарфоровый изолятор, заполненный изоляционной жидкостью, усиливающая изоляция, токовый вывод	Намотка из рулонов или лент, прессованные соединения жилы и наконечника, вакуумирование	В России могут быть изготовлены для всех видов кабелей
Кабельные вводы в элегазовые распределительные устройства (РУ) и трансформаторы	Для закрытого соединения кабеля с шиной элегазового РУ или обмоткой трансформатора	В элегазовое РУ на рабочее напряжение кабелей 110 и 220 кВ, климатическое исполнение У, но при температуре не ниже -25°С, в трансформаторы на рабочее напряжение 110, 220 и 500 кВ	Металлический кожух, эпоксидный или фарфоровый изолятор, заполненный изоляционной жидкостью, усиливающая изоляция, токовый вывод или токовая перемычка	Намотка из рулонов и/или лент, прессованные соединения жилы и наконечника, вакуумирование и вулканизация изоляции для вводов кабелей с пластмассовой изоляцией	В настоящее время для кабелей с пластмассовой изоляцией в России могут быть изготовлены вводы только на напряжение 110 кВ
Соединительные муфты (СМ)	Для соединения отдельных строительных длин кабелей	Рабочие напряжения 1,6, 10, 110, 220, 500 кВ, установка в земле или подземных сооружениях при температуре окружающей среды -10°С	Металлический кожух или термоусаживаемая трубка, усиливающая изоляция, соединительная гильза	Прессованные, сварные или паяные соединения жил, намотка из рулонов или лент, вакуумирование и вулканизация изоляции для СМ кабелей с пластмассовой изоляцией	В настоящее время для кабелей с пластмассовой изоляцией СМ в России могут быть изготовлены только на напряжение 110 кВ
Стопорные и переходные муфты	Для соединения двух кабелей, в том числе с разной изоляцией и с разделением жидких изоляционных сред,	Рабочее напряжение 110 кВ, климатическое исполнение УХЛ 3 при температуре окружающей среды -10°С	Металлический кожух, эпоксидный изолятор, усиливающая изоляция, токовые выводы, электроды, регулирующие напряжённость электрического	Намотка из рулонов и/или лент, прессованные соединения наконечников, вулканизация изоляции для кабелей с пластмассовой изоляцией, вакуумирование	Переходные муфты широко используются при реконструкции кабельных линий 110 кВ в г. Москве

	заполняющи х кабели		о поля		
--	------------------------	--	--------	--	--

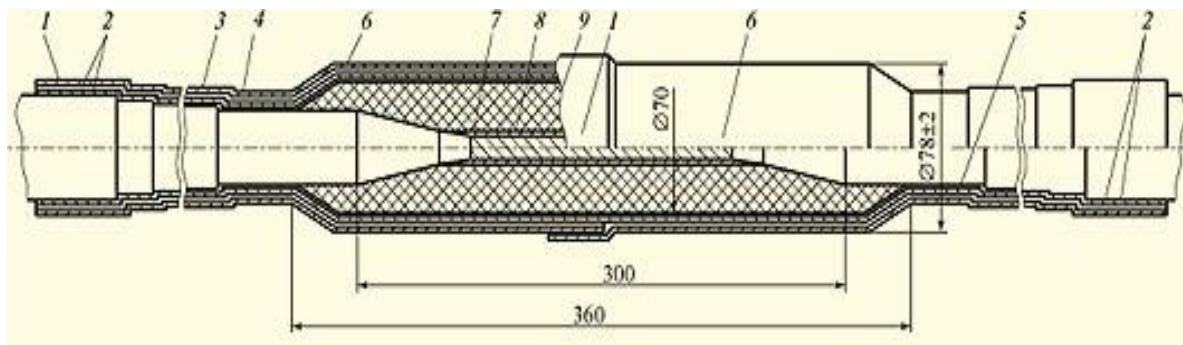


Рис. 10.8. Конструкция соединительной муфты для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ:

1 – оболочка кабеля; 2 – герметик; 3 – восстанавливаемый экран; 4 – металлическая восстанавливаемая сетка; 5 – электроизоляционная лента; 6 – термоусаживаемая трубка; 7 – экран кабеля; 8 – экран соединительной муфты; 9 – изоляция соединительной муфты

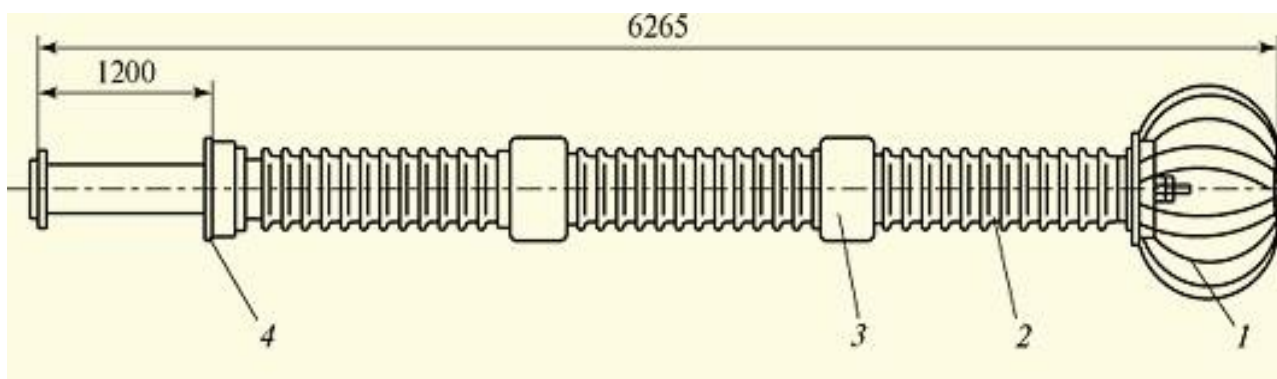


Рис. 10.9. Конструкция концевой муфты для маслонаполненного кабеля на напряжение 500 кВ:

1 – экран; 2 – изолятор из высокопрочного фарфора; 3 – промежуточные экраны; 4 – опорная плита

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

обеспечивающие необходимый уровень напряжённости электрического поля в изоляции:

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

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

10.6. Провода для воздушных линий электропередачи

Для воздушных линий электропередачи на напряжение 35—1150 кВ применяются **неизолированные алюминиевые и сталеалюминевые провода**. Основные конструкции этих проводов показаны на рис. 10.10. Алюминиевые и сталеалюминевые провода являются многопроволочными, причём алюминиевые проволоки определяют электрические характеристики провода, а стальной сердечник обеспечивает механические характеристики. Многопроволочный сердечник состоит из стальных оцинкованных проволок и покрывается слоем нейтральной смазки.

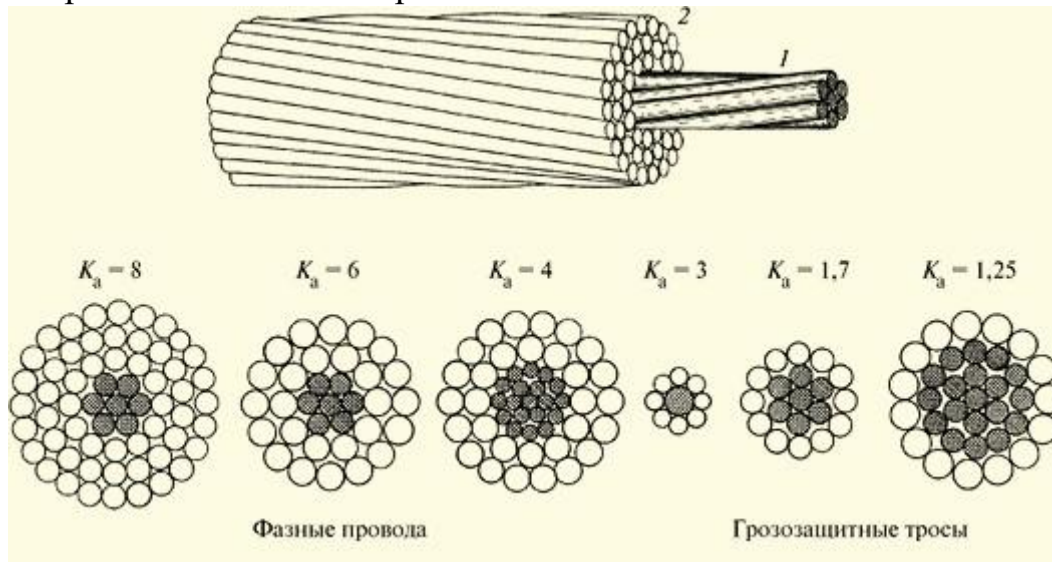


Рис. 10.10. Конструкции упрочнённых сталеалюминевых проводов для ЛЭП: K_a – отношение сечений алюминия и стали: 1 – стальной сердечник; 2 – алюминиевый сердечник

Чем больше наружный диаметр провода, тем выше потери на коронный разряд. Поэтому для напряжений, превышающих 220 кВ, приходится выбирать провода большего сечения по сравнению с оптимальным, что несколько ухудшает экономические показатели ЛЭП. Для уменьшения

потерь при передаче электроэнергии в ЛЭП обычно используется расщепление фаз, которое не связано с изменением конструкции проводов.

При воздействии агрессивной атмосферы или атмосферы с повышенной влажностью возможна интенсивная коррозия алюминиевых и сталеалюминевых проводов, что приводит к выходу из строя ЛЭП за 4—8 лет. Поэтому для повышения срока службы проводов в таких условиях эксплуатации на поверхность стального сердечника и по повивам алюминиевой проволоки наносится специальная защитная смазка, обычно на основе углеродных материалов. Кроме алюминиевых и сталеалюминевых проводов в ЛЭП используются также провода из сплавов алюминия, которые при достаточно высокой электрической проводимости имеют высокие механические характеристики, позволяющие в ряде сплавов отказаться от применения стального сердечника и уменьшить массу проводов.

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

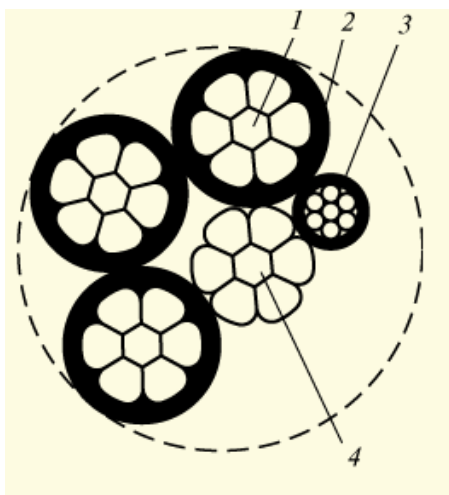


Рис.10.11. Конструкция самонесущего изолированного провода для ЛЭП напряжением до 1 кВ:

1 – токопроводящая жила из алюминиевой проволоки; 2 – изоляция из сшитого полиэтилена; 3 – изолированный провод освещения; 4 – нулевая несущая жила; из сплава алюминия

Самонесущие изолированные провода (СИП) применяются для воздушных распределительных сетей низкого и среднего напряжения взамен неизолированных алюминиевых и сталеалюминевых проводов. Базовая конструкция провода на низкое напряжение: пучок скрученных изолированных светостабилизированным сшитым ПЭ фазных проводников с несущим нулевым проводом и проводом меньшего сечения для уличного освещения (рис. 10.11). Несущий нулевой провод выполняется из алюминиевого сплава на базе Al-Mg-Si с разрывной прочностью на единицу сечения не менее 295 МПа (для сравнения — разрывная прочность алюминия около 165 МПа). Провод подвешивается на опорах ЛЭП. СИП на напряжения 10—20 кВ имеет токопроводящую жилу из алюминиевого сплава и изоляцию из светостабилизированного сшитого ПЭ.

Эксплуатационные преимущества изолированных самонесущих проводов по сравнению с неизолированными:

- повышенная надёжность в эксплуатации за счёт значительно меньшей вероятности короткого замыкания (проводники фаз изолированы);
- стойкость к атмосферным воздействиям (гололёд, ветровые нагрузки);
- снижение индуктивного сопротивления в 3,5 раза, что позволяет сократить потери электроэнергии и увеличивает токи нагрузки;
- защита зелёных насаждений (не требуется вырубки деревьев и кустарников по трассе прокладки).

10.7. Волоконно-оптические кабели для подвески на воздушных ЛЭП

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

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

Наиболее широко применяемое в кабелях одномодовое оптическое волокно (волокно, по которому может распространяться только один тип электромагнитной волны) имеет сердечник диаметром 6—10 мкм, по

которому в виде луча и распространяется сигнал. Оболочка (наружный диаметр обычно 125 мкм) лишь создаёт лучшие условия отражения на границе сердечник—оболочка и защищает от излучения энергии (потерь) в окружающее пространство. Если при передаче информации по электрическим кабелям связи необходимо устанавливать усилители через несколько километров, то при передаче сигнала по волоконно-оптическим кабелям расстояние между усилителями составляет 120 км и более. Идея использования подвесных волоконно-оптических кабелей в ЛЭП возникла в связи с тем, что ЛЭП уже существуют, их характеристики и возможности хорошо изучены, они обладают высокой надёжностью. Прокладка же отдельно волоконно-оптических кабелей обходится значительно дороже, в ряде случаев вообще невозможна, например, в горных районах или других труднодоступных местах. Современные подвесные волоконно-оптические кабели в основном разделяются на следующие типы.

а) встроенные в грозозащитный трос (в России принята аббревиатура ОКГТ, за рубежом OPGW). Конструкции таких кабелей показаны на рис. 10.12. В мировой практике 80—90 % всех подвесных волоконно-оптических кабелей, совмещаемых с ЛЭП, встраиваются в грозозащитный трос. В центре троса располагается модуль, внутри которого и находятся оптические волокна. Как правило, модуль представляет собой пластмассовую или металлическую трубку. Центральный элемент может быть многомодульным, т.е. несколько модулей скручиваются вместе, образуя повив, обычно вокруг силового элемента. Во всех таких кабелях поверх трубки с оптическими волокнами расположены один или два повива металлических проволок, образующих трос. Проволоки могут быть стальные; стальные, плакированные алюминием; из алюминиевого сплава; алюминиевые. В двухповивном тросе внешний повив состоит из проволок повышенной электропроводности, а внутренний — из проволок с высокой механической прочностью. Проволоки внутреннего повива, обеспечивающие механическую прочность троса, защищены от воздействия при ударах молнии. Во внешнем повиве температура проволок в этом случае повышается, но внутренний повив не испытывает этих воздействий и как бы экранирует от нагрева оптические модули. В одноповивном тросе сочетаются оба типа проволок;

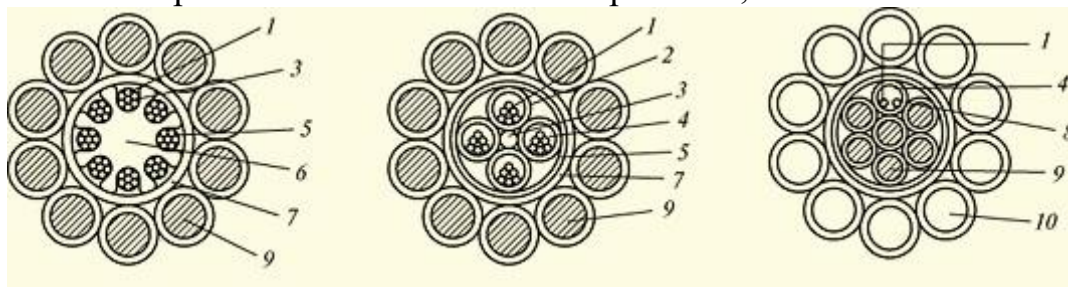


Рис. 10.12. Кабели OPGW различного конструктивного исполнения:

1 — оптическое волокно; 2 — оптический модуль; 3 — центральный силовой элемент (стеклопластик); 4 — гидрофобный компаунд; 5 — скрепляющая лента; 6 — алюминиевый профилированный сердечник; 7 — алюминиевая

трубка; 8 – трубка из нержавеющей стали; 9 – стальная проволока, плакированная алюминием; 10 – алюминиевая проволока

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

в) навиваемые на фазный провод либо на грозозащитный трос (навивные). В качестве модификации таких кабелей можно рассматривать волоконно-оптические кабели, прикрепляемые к грозозащитному тросу путём обмотки лентой или посредством специальных бандажей. Это наименее распространённый волоконно-оптический кабель, хотя внешне наиболее простой. Основная проблема таких кабелей — взаимное влияние кабеля и троса (или провода), на который он навивается, при нагреве. Нагрев при коротких замыканиях может быть весьма значительным (200°C и более), и за счёт разности коэффициентов температурного расширения натяжение кабеля будет ослабевать. Есть и некоторые другие проблемы (гололёд, воздействие вибраций и т.п.). В целом совершенно очевидно, что использование волоконно-оптических кабелей в энергосистемах будет расширяться, как это сделано и делается за рубежом.

10.8. Сверхпроводящие кабели для линий электропередачи — кабели будущего

Идея создания сверхпроводящих кабелей для передачи электроэнергии возникла вскоре после открытия явления сверхпроводимости в 1911 г. В упрощённом виде явление **сверхпроводимости** в металлах можно представить следующим образом. Между электронами как между одноименно заряженными частицами действуют кулоновские силы отталкивания. Однако при сверхнизких температурах для сверхпроводящих материалов (а это 27 чистых металлов и большое количество специальных сплавов и соединений) характер взаимодействия электронов между собой и с атомной решёткой существенно видоизменяется. В результате становится возможным притягивание электронов и образование так называемых электронных (куперовских) пар. Возникновение этих пар, их увеличение, образование «конденсата» электронных пар и объясняет появление сверхпроводимости. С повышением температуры часть электронов термически возбуждается и переходит в одиночное состояние. При некоторой так называемой критической температуре все электроны

становятся нормальными и состояние сверхпроводимости исчезает. То же происходит и при повышении напряжённости магнитного поля. Критические температуры сверхпроводящих сплавов и соединений, используемых в технике, составляют 10° — 18° К, т.е. от -263° до -255° С.

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

В 1986 г. было открыто явление **высокотемпературной сверхпроводимости**, и уже в начале 1987 г. были получены проводники такого рода, представляющие собой керамические материалы, критическая температура которых была повышена до 90° К. Примерный состав первого высокотемпературного сверхпроводника $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-x}$ ($x < 0,2$). Такой сверхпроводник представляет собой неупорядоченную систему мелких кристаллов, имеющих размер от 1 до 10 мкм, находящихся в слабом электрическом контакте друг с другом.

Открытие высокотемпературных сверхпроводников и прогресс в области их разработки возродили интерес к созданию сверхпроводящих кабелей к началу 90-х годов XX в. В США, Японии и странах Западной Европы в 1987—1990 гг. были начаты и на сегодня достаточно продвинуты работы по созданию сверхпроводящих кабелей на основе высокотемпературных сверхпроводников. Такие кабели принципиально отличаются от своих предшественников. Жидкий азот, применяемый для охлаждения, на несколько порядков дешевле гелия, а его запасы практически безграничны. Очень важным является то, что жидкий азот при рабочих давлениях 0,8—1 МПа является прекрасным диэлектриком, превосходящим по своим свойствам пропиточные составы, используемые в традиционных кабелях.

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

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

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