

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПОСЛЕДНЕГО ПОКОЛЕНИЯ

Учебное пособие

Направление подготовки
«Электротехника и энергетика»
Магистерская программа
«Электроэнергетические сети и системы»

Благовещенск

2025

***Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка
высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-
металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по
заказу предприятия-партнера АО «Гидроэлектромонтаж»***

Рецензенты:

*Н.И. Морозов – директор пусконаладочного управления АО
«Гидроэлектромонтаж» (АО «ГЭМ», г. Благовещенск).*

*А.И. Федотов – профессор кафедры «Электроэнергетические системы и
сети» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ, г.
Казань), доктор технических наук.*

Козлов А.Н., Козлов В.А., Ротачева А.Г.

**К59 Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб.
пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева; Амур. гос. ун-т, каф.
энергетики. – 3-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.**

Учебное пособие предназначено для подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические системы и сети». Рассмотрены назначение и принцип действия современных электрических аппаратов и устройств, применяемых на объектах электроэнергетических систем, приведена информация об основных направлениях развития и совершенствования рассмотренного электрооборудования.

В.А. Козловым проведен поиск информации в Интернете и подготовлены материалы по нелинейным ограничителям перенапряжений и низковольтной аппаратуре; А.Г. Ротачевой подготовлены материалы по выключателям; А.Н. Козловым подготовлены материалы остальных разделов пособия и выполнена общая редакция рукописи.

В авторской редакции.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Проектирование объектов электроэнергетики, технико-экономическое обоснование решений, определяющих номенклатуру принимаемого к установке оборудования, надежность работы объекта в целом и его составных частей, требует использования большого объема информации, содержащейся в нормативных документах, а также в различных литературных источниках и в документах, предоставляемых предприятиями, выпускающими электротехнические аппараты и приборы.

В создании основного силового электрооборудования в последние десятилетия произошли качественные изменения, вызванные широким использованием элегазовой и вакуумной техники, а в релейной защите – появлением цифровых (микропроцессорных) терминалов. Правильное понимание возможностей нового оборудования и его грамотное функциональное применение позволит уменьшить резервирование и сократить простои производства, связанные с перерывами питания вследствие неполадок в электрической части схемы электроустановки. Но следует помнить, что новое электрооборудование в период его освоения стоит дороже, чем при серийном производстве

В учебный план подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические системы и сети» в Амурском государственном университете, по согласованию с предприятиями, принимающими на работу выпускников энергетического факультета, введена дисциплина «Электротехническое оборудование последнего поколения».

Целью освоения дисциплины является получение знаний об особенностях конструкции и эксплуатации современного электрооборудования и основных направлениях его совершенствования.

Освоение данной дисциплины помогает студенту в приобретении следующих компетенций:

- способности определять эффективные режимы работы объектов профессиональной деятельности, планировать и управлять режимами работы объектов профессиональной деятельности (ПК-2);
- способности проектировать объекты профессиональной деятельности и организовывать работу по их проектированию (ПК-3).

В результате изучения дисциплины студенты должны:

– **знать** основные направления совершенствования и возможности нового оборудования, а также проблемы, возникающие при внедрении новой техники;

– **уметь** проектировать электроустановки на базе новых разработок, определять допустимость применения нового электрооборудования для работы в системе; разбираться в функциональных и принципиальных схемах устройств и систем управления объектами;

– **иметь навыки** проверки основных параметров электрооборудования.

Знания, полученные при освоении дисциплины, могут быть востребованы при выполнении выпускной квалификационной работы (магистерской диссертации).

Настоящее учебное пособие – очередная часть комплекта учебно-методических материалов, разрабатываемого кафедрой энергетики Амурского государственного университета, в которой найдут отражение разделы, предусмотренные государственными образовательными стандартами при изучении дисциплины «Электротехническое оборудование последнего поколения» и родственных ей.

В пособии в основном содержатся материалы лекционной части дисциплины. Часть разделов может быть использована при подготовке к лабораторным и практическим занятиям и при выполнении курсового проекта.

ВВЕДЕНИЕ

Правильный выбор типов и рабочих параметров электрических аппаратов имеет большое значение для устойчивого функционирования электроэнергетических систем и систем электроснабжения.

Знание принципов выполнения, особенностей эксплуатации современного электрооборудования и основных направлений его совершенствования обязательно для выпускника энергетического факультета. Информацию по этим вопросам в значительном объеме можно найти в сети «Интернет» в виде отдельных статей, обзоров и справочно-информационных материалов предприятий и фирм, выпускающих те или иные электрические аппараты и приборы. В связи с этим перед составителями учебного пособия стояла непростая задача: обобщить имеющиеся в их распоряжении материалы по современным проблемам создания новых электроустановок в России и за рубежом, при этом отдавая себе отчет, что это обобщение обязательно будет неполным, и спустя какое-то время к затронутым вопросам необходимо будет вернуться вновь. Иллюстрацией выше сказанному является то, что подобная попытка ранее уже предпринималась коллективом авторов в Чувашском государственном университете – [3-1]. Попытка на наш взгляд удачная и поэтому ряд вопросов, затронутых в [3-1], составители положили в основу части разделов, рассматриваемых ниже.

1. ЭНЕРГЕТИКА: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

Переход на зелёные, или альтернативные источники энергии – острая тема последних лет. Даже в самые турбулентные годы разговоры про новые ветряки и солнечные панели не прекращаются. Самые разные страны, от небольшого Азербайджана до огромного Китая, ставят себе цели по переходу на возобновляемые источники энергии (ВИЭ): энергии ветра, солнечного излучения, приливов и тепла Земли [1-1].

Используемое в традиционной энергетике ископаемое топливо (нефть, газ, уголь, уран, торий) не восстанавливается, его запасы ограничены. Исключение – крупные ГЭС: они относятся как к возобновляемой, так и к традиционной энергетике. Чтобы избежать путаницы, к категории альтернативной энергетики принято относить ГЭС мощностью до 25 МВт (малые ГЭС). Еще одна проблема традиционной энергетике, которую активно муссируют последние 20 лет – выбросы парниковых газов. Сторонники ВИЭ, ветряков и солнечных панелей, объясняют необходимость перехода на эти технологии исключительно заботой о сокращении выбросов CO₂ для предотвращения антропогенного глобального потепления (Anthropogenic global warming – AGW). При этом приводится бесчисленное количество фактов в подтверждение теории AGW, и старательно игнорируются противоречащие ей. Хотя, например в Германии средняя температура мая не меняется 37 лет. На Аляске средняя температура апреля нынешнего года была на 5,5 градусов ниже многолетней нормы и четвертой самой низкой за 99 лет. Очередной цикл потепления климата планеты сменился очередным циклом похолодания в 2015–16 годах, факты о чем, похоже, усиленно подчищаются в сети [1-2].

Каждая новая технология вытесняет предыдущую только за счет большей отдачи на вложенные средства. Уголь в 18 веке вытеснил в промышленности дрова вследствие большей энергетической отдачи на вложенные средства, а Англия обогнала Голландию вследствие больших запасов угля и легкости его доставки водным путем. Везти уголь в Голландию из Рурского бассейна посуху было слишком дорого [1-2].

Технологии, используемые при получении электроэнергии посредством ВИЭ, а также бóльшая часть проблем, которыми сопровождается применение того или иного источника энергии, будут рассмотрены на практических занятиях по дисциплине. Но некоторые негативные моменты придется затронуть в данном разделе, хотя в нем остановимся только на одном вопросе – показателе эффективности добычи и производства энергоресурсов при использовании того или иного источника электроэнергии.

EROEI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов

Основным критерием выбора технологий получения электроэнергии, механической работы и тепла является показатель EROEI (Energy return over energy investment, часто сокращают до EROI) – отдача полученной энергии на энергию, вложенную в процесс ее добычи. Этот показатель практически не обсуждается в энергетических обзорах, вытесненный показателями выбросов парниковых газов и LCOE (Levelized cost of energy – приведенная стоимость энергии). Однако именно EROEI определяет будущее энергетики, и это будущее, как будет показано ниже, пока не в пользу ВИЭ [1-2].

Известно, что любое производство должно приносить доход: выручка от деятельности должна быть больше, чем полная себестоимость. Процентное отношение этой разности называется «рентабельность». Применительно к производству энергоресурсов помимо денежного дохода производство должно быть выгодно энергетически, это очевидно: затраты энергии на добычу, транспорт и переработку сырья должны быть меньше энергии, получаемой от добытых ресурсов. Это и можно назвать «энергетической рентабельностью», или EROEI (Energy return on energy investment). Впервые эту идею предложил в 70-х годах прошлого века американский ученый-биолог Чарльз Холл, когда проводил исследования миграции рыб. Тогда он сформулировал утверждение, что «хищник не может тратить больше энергии, чем он получает в результате охоты». Далее он перенес эту идею на добычу нефти [1-3]:

$$EROEI = \frac{\text{Энергия полученная}}{\text{энергия, затраченная на добычу (производство)}}$$

Когда $EROEI = 1$ – это означает, что на одну единицу полученной энергии из добытого сырья на его добычу пришлось затратить количество энергии, равное полученной, т.е. производство энергии состоялось с нулевым результатом и является по сути бессмысленным. Когда значение меньше единицы – это значит, что добыча энергоресурсов является энергетически убыточной и потому неприемлемой. Когда значение больше единицы – это значит, что производство энергии приносит дополнительную, «прибыльную», энергию. Схематично это показано на рис. 1-1.

На первом этапе энергетические затраты связаны с необходимостью создать нужные условия (построить капитальные объекты, пробурить скважины, создать транспортную инфраструктуру и так далее). После того как сделаны все необходимые капитальные работы, на втором этапе начинается непосредственно

добыча энергоресурсов. На этом этапе энергетические затраты связаны с обеспечением текущей деятельности, а также дополнительными капитальными работами: добыча и переработка используемых природных ресурсов, расширение производственных мощностей и т. д. На третьем этапе, когда запасы месторождения исчерпаны, энергетические затраты связаны с ликвидационной деятельностью. Как видно, здесь прямая аналогия с общеизвестной концепцией денежных потоков.

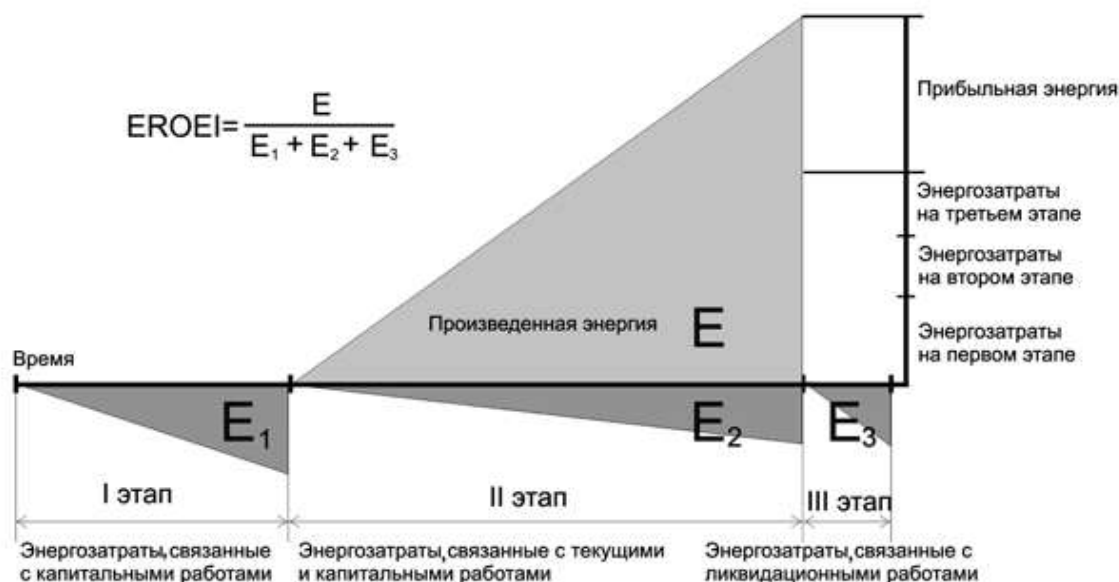


Рис. 1-1. Схема расчета EROEI.

Таким образом, EROEI является важной характеристикой производства энергоресурсов (или в общем случае просто энергии). Очевидно, что чем выше EROEI, тем эффективнее производство. Это относится как к добыче традиционных энергоресурсов, так и к производству возобновляемых. Представляется очевидным, что для наибольшей общественной выгоды, при прочих равных условиях, выбор следует делать в пользу тех направлений энергетики, где EROEI выше. При этом следует учитывать, что производство энергоресурсов характеризуется не только EROEI, важными характеристиками также являются масштабируемость производства, энергетическая плотность на единицу объема и массы, легкость в транспортировке и хранении, безопасность в применении, воздействие на окружающую среду, а также, разумеется, денежная себестоимость. В идеале необходимо учесть все затраты энергии, произведенные во время капитальных работ на протяжении всех этапов проекта. Но т.к. идеал, очевидно, недостижим, следует искать определенные, разумные границы учета. Но и это еще не все. К примеру, первоначально месторождение необходимо открыть, а это тоже энергия. И так далее, энергетическая цепь

взаимосвязей может тянуться очень и очень далеко. Аналогично дело обстоит и с возобновляемой энергетикой [1-3].

Наиболее популярной работой по оценке EROEI, по-видимому, является статья Вайсбаха от 2013 года в Energy Transition – [1-4], на которую ссылается большое количество других исследований. В работе приведены графики, иллюстрирующие эффективность инвестиций (EROI) всех энергетических технологий с экономическим «порогом», ниже которого использование технологии не имеет смысла – рис. 1-2. Автор [1-4] считает, что для поддержания нашего образа жизни нужны источники энергии, возвращающие как минимум в 7 раз больше энергии, затраченной на создание источника [1-3].

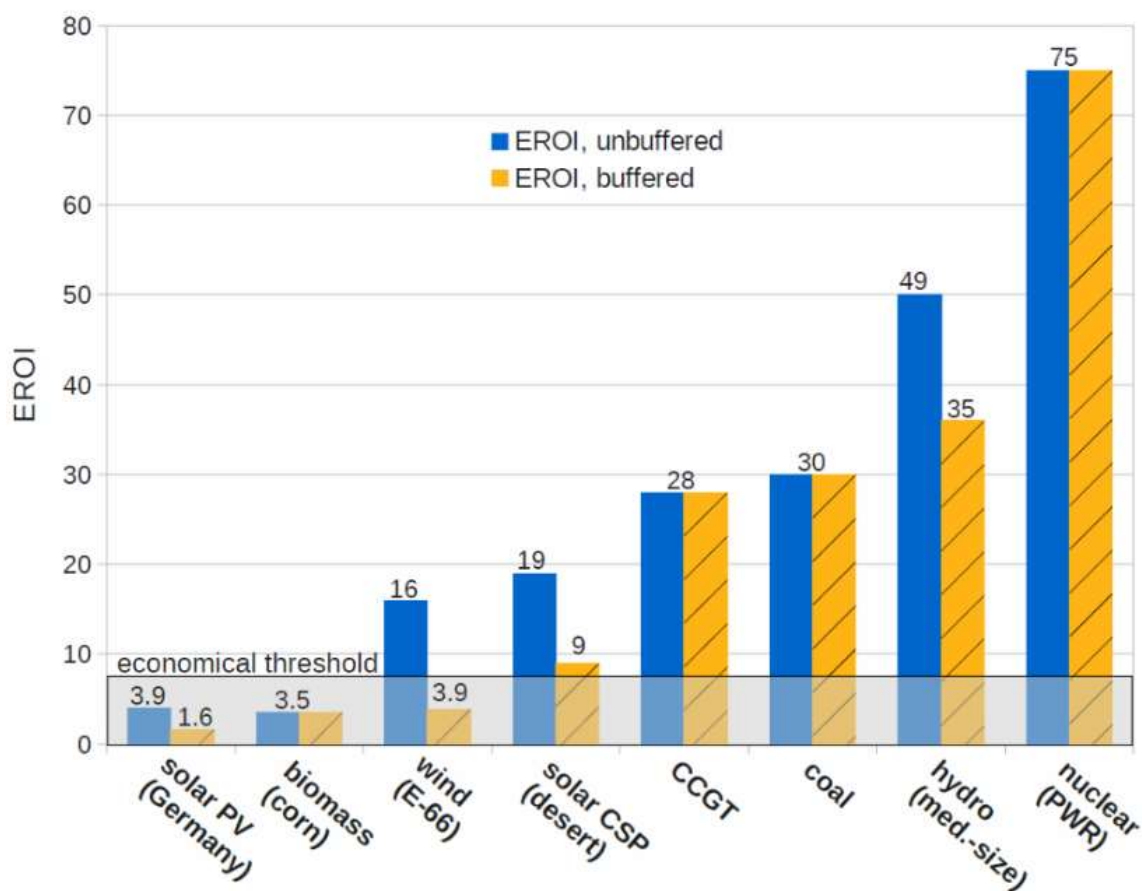


Рис. 1-2. Эффективность инвестиций (EROI) всех энергетических технологий с экономическим «порогом». Обозначения: solar photovoltaics (PV) – солнечные фотоэлектрические системы на основе кремния; biomass (corn) – биомасса (кукуруза); wind – ветроэнергетика (данные для турбины Enercon E-66); solar thermal power (CSP) – солнечная тепловая энергия (солнечные концентраторы в пустыне Сахара); CCGT – парогазовые установки (ПГУ); coal – уголь (не учтена транспортировка); hydro (med.-size) – гидроэнергетика (рассмотрена только русловая гидроэнергетика); nuclear (pressurized water reactors - PWR) – ядерная энергетика (реакторы с водой под давлением, не учтено обогащение на центрифугах) [1-2, 1-4].

Синие столбцы на рис. 1-2 показывают «необработанный» расчет EROI, без учета затрат на хранение и утилизацию. Желтые столбцы учитывают

прерывистость возобновляемых источников энергии, таких как ветер и солнечная энергия, и показывают, что для поддержания стабильной сети потребуется некоторая форма хранения (буферизации). При этом затраты на утилизацию в будущем самих ВИЭ и устройств хранения энергии (отходов) учтены для технологий, известных на момент публикации работы [1-4].

Как видно из данных рис. 1-2, ядерная и гидроэнергетика выходят на первое место с EROI 75 и 35 (с буферизацией) соответственно. Комбинированная газовая и угольная генерации показывают возврат от 28 до 30.

Концентрированная солнечная энергия в пустыне с буферизацией показывает EROI 9, что немного превышает экономический порог, а вот биомасса и буферизованные ветер и солнце оказываются значительно ниже требований с EROI 3,5, 3,9 и 1,6 соответственно [1-2].

Негативные стороны «зеленой» энергетики

Электростанции на ВИЭ очень сильно зависят от природных условий и в настоящее время могут работать только в связке с более стабильными источниками энергии. Рассчитывать только на ВИЭ пока нельзя, и в пару к ним часто идут «сомнительные» с точки зрения экологии АЭС или даже «грязные» тепловые электростанции.

Рассмотрим несколько моментов.

Ветряные электростанции (ВЭС). Если скорость ветра высокая и держится достаточно долго, то ВЭС вырабатывают слишком много электроэнергии. Это приводит к отрицательным ценам: потребителям платят за то, чтобы они приняли электричество – рис. 1-3. Такое часто происходит в странах с большой долей ВИЭ в энергосистеме – в Дании, Нидерландах, Финляндии, Германии или Бельгии.

Избыток энергии можно хранить, хотя такие системы и увеличивают стоимость электроэнергии. В основе систем хранения лежат обычно литий-ионные аккумуляторы. Наряду с электромобилями, хранилища зелёной электроэнергии стимулируют спрос на этот металл.

Литий-ионные аккумуляторы. Больше половины мировых запасов лития находятся в Боливии, Аргентине и Чили. На границе трёх этих стран, в Андах, расположился так называемый «[литиевый треугольник](#)» – рис. 1-4. В основном литий добывают из подземных рассолов. Богатую солями воду выкачивают в наземные бассейны, где хлорид лития «выпаривается» на солнце – рис. 1-5. Но пока идёт этот процесс, едкие соли разносит ветром. Они вредят почве, портят

питьевую воду и могут даже ослепить животных. Такова цена энергетического перехода [1-1].

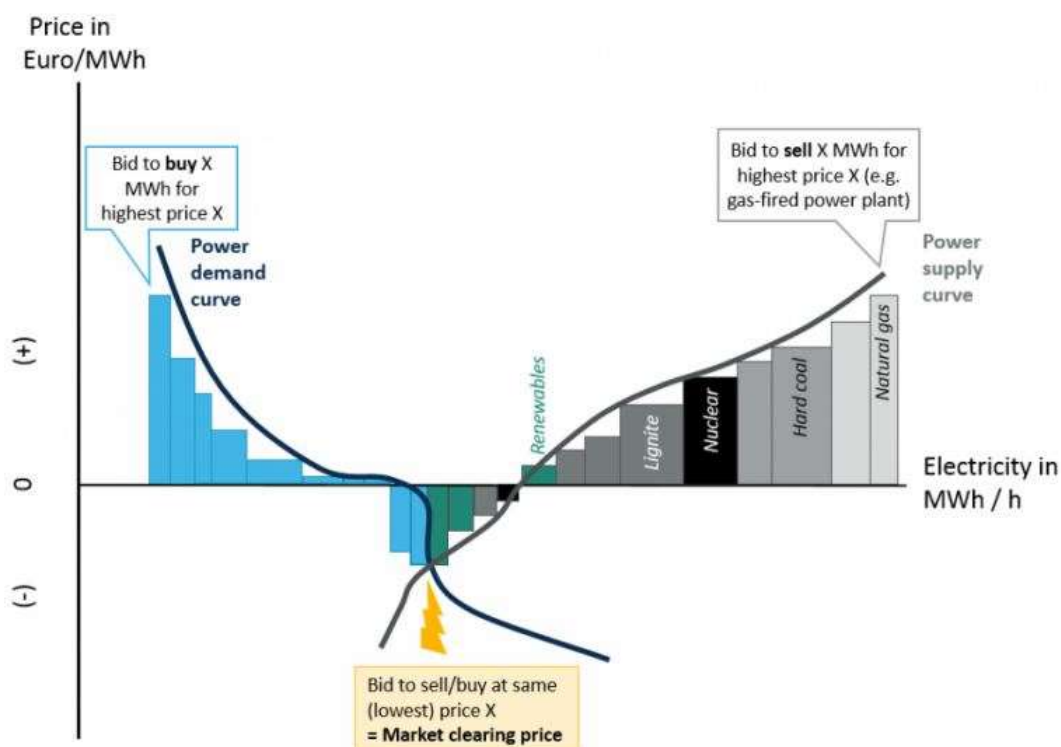


Рис. 1-3. Когда на оптовом рынке слишком много электроэнергии, баланс спроса и предложения смещается в зону отрицательных значений.



Рис. 1-4. Примерное расположение знаменитого Литиевого треугольника – зоны на границе трёх латиноамериканских стран [1-1].



Рис. 1-5. Так выглядят поля бассейнов с литиевыми рассолами [1-1].

Утилизация отработавших свое элементов ВИЭ. Особенно часто о ней вспоминают, когда говорят о солнечных панелях. Все многообразие ассортимента солнечных батарей подразделяют на четыре основных класса (А, В, С, D). Солнечные панели Grade А – фотоэлементы высшего класса качества, характерными особенностями которых является безупречное качество и отсутствие механических дефектов – хорошо противостоят неблагоприятным условиям окружающей среды. Фотоэлементы служат до 15 лет, сохраняя при этом КПД на уровне 90% от первоначального. Общий срок службы солнечных батарей может достигать 30 лет с сохранением 80% мощности от заявленной. У панелей других классов качество и срок службы – ниже [1-6].

Хотя срок службы панелей довольно высок, потребители не всегда дожидаются его окончания и покупают новые панели. Если старые сдали на переработку, то уже хорошо. Если же их отправили на свалку, то они могут отравлять почву тяжёлыми металлами [1-1].

К 2050 году в мире может накопиться от 60 до 78 млн тонн таких отходов – рис. 1-6 [1-1]. На рисунке серым цветом показан возможный объем «мусора» при замене отработавших свое панелей после полного завершения срока, рекомендованного изготовителем, черным – при досрочной замене.

Второй, но далеко не единственной, проблемой широко рекламируемого «зеленого» перехода стали допасты ветрогенераторов.

Как и любые механические устройства, они имеют свойство изнашиваться и требуют замены. Только вот семитонную сорокаметровую лопасть очень непросто пристроить. Все дело в материале – легком и прочном композите, который почти не поддается вторичному использованию.

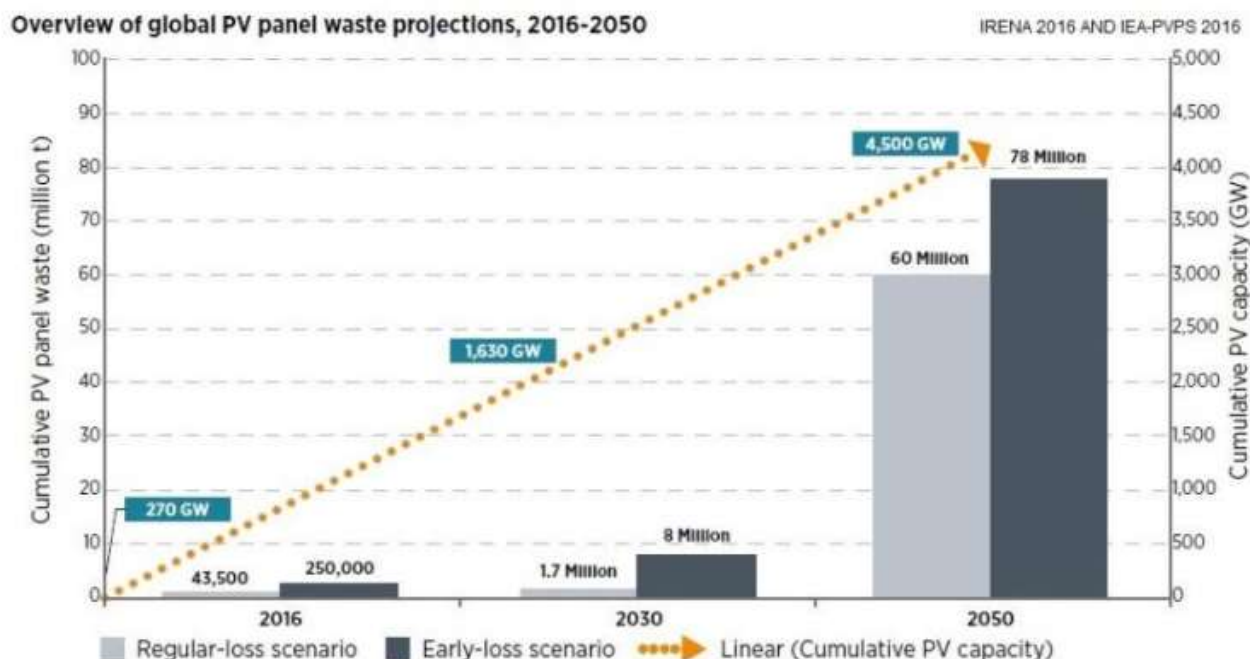


Рис. 1-6. Страны с большой долей СЭС в энергосистеме первыми ощутят на себе влияние «солнечных» отходов [1-1].

На первый взгляд, эта проблема кажется не столь важной – не так часто ветрякам требуется замена лопастей. Конечно, не часто, только вот ветряков на планете развелось очень много, и только в Соединенных Штатах каждый год выбрасывают более 8 тыс. лопастей. В Европе в ближайшие восемь лет выведут из эксплуатации около 5,7 тыс. ветряков, а это более 17 тыс. лопастей.

Самое простое – распилить алмазными дисками для удобства перевозки и просто закопать. Так поступают в американских штатах Вайоминг, Южная Дакота и Айова. Десятки квадратных километров занимают под захоронения «зеленых» технологий – рис. 1-7. Композит сотнями лет не разлагается в природе, особого вреда не приносит, но «кладбища турбин» практически навсегда изымаются из хозяйственного оборота.

Американцы с их бескрайними прериями могут себе позволить закапывать останки «электрических мельниц», чего нельзя сказать о тесной Европе. Однако делать нечего, и Евросоюз вынужден одобрять подобное. Пока только Германия, Австрия, Нидерланды и Финляндия запретили на своей территории закапывать лопасти ветряков. Альтернативой может стать старое доброе сжигание лопастей, с последующей утилизацией угля в составе бетонных

смесей. Токсичный газовый хвост и большие затраты такого способа заставляют искать новые подходы [1-5].



Рис. 1-7. Способ утилизации лопастей ветрогенераторов по-американски [1-5].

Переработка отработавших своё аккумуляторных батарей. Как утилизировать миллионы литий-ионных батарей, которые выйдут из обращения в ближайшее десятилетие, до сих пор непонятно.

Проблема лития в составе батарей – в высокой стоимости рециклинга: заводам проще закупать природное сырьё, чем перерабатывать отслужившие батареи. Поэтому технологии и не догоняют потребности утилизации.

Существующие сейчас приемы переработки никак нельзя назвать экологически чистыми.

Проще всего оказалось батареи просто сжечь, восстановить часть металлов, а все остальное превратить в шлак. К слову, в шлаке остается навсегда литий, алюминий, кальций и другие элементы. Доставать это добро никто не собирается, и отходы просто добавляются в состав бетона. О том, что металлы все равно рано или поздно попадут в природу, никто особо не задумывается. Не

говоря уже о больших объемах токсичных газов, выделяемых при горении, которые опасны даже после очистки.

Компания Тохсо предложила, наоборот, охлаждать батареи до -195 градусов Цельсия жидким азотом. Замороженные и хрупкие аккумуляторы измельчаются стальными жерновами. Полученная смесь разделяется различными сепараторами, а соли лития с помощью жидких реагентов восстанавливаются до металлического лития. Процесс почти идеален, если не считать гигантских затрат энергии, которые во многом нивелируют все бонусы экологически чистых технологий.

Есть и более примитивный способ механической переработки, заключающийся в простом измельчении батарей с последующим разделением компонентов. Но, во-первых, при таком производстве велика вероятность воспламенения литий-ионных батарей. Одна испортившаяся в процесс перевозки батарея способна спалить на корню цех переработки – тушить горящий литий очень непросто. Во-вторых, производительность подобных фабрик механического разрушения слишком низкая. Придется занять приличные территории, прежде чем удовлетворить постоянно растущий утилизационный спрос [1-5].

Вывод: ВИЭ могут временно занять большую долю в энергетике за счет политического давления и экономических стимулов, но исторически обречены, если не продемонстрируют большой EROEI, чем другие технологии.

2. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Общая характеристика турбогенераторов [2-1]

Конструкция турбогенератора благодаря цилиндрическому ротору относительно малого диаметра очень компактна. Его удельная масса составляет 0,5–1 кг/кВт, и номинальная мощность в настоящее время достигает 1200 МВт. Такой турбогенератор установлен на Костромской ГРЭС. Устройство гидрогенератора несколько сложнее, диаметр его ротора велик и удельная масса составляет 3,5–6 кг/кВт, а номинальная мощность доходит до 640 МВт (Саяно-Шушенская ГЭС) [2-1].

Турбогенераторы устанавливают на тепловых и атомных электростанциях. В зависимости от мощности турбогенераторы подразделяют на три основные группы: мощностью до 32 МВт, от 60 до 320 МВт и свыше 500 МВт. При частоте сети 50 Гц турбогенераторы различают по частоте вращения. Изготавливают четырехполусные (с частотой вращения 1500 об/мин) и двухполусные (с частотой вращения 3000 об/мин) турбогенераторы на частоту сети 50 Гц [2-1].

Синхронные генераторы характеризуются номинальной активной $P_{ном}$ и полной мощностью $S_{ном}$. Под номинальной мощностью понимают мощность, на которую рассчитан синхронный генератор и с которой он может длительно работать при номинальных параметрах системы охлаждения. Полная мощность турбогенератора связана с его основными размерами и электромагнитными нагрузками следующей зависимостью:

$$S_{ном} = k \cdot D_1^2 \cdot l_1 \cdot A_S \cdot B_\delta \cdot n, \quad (2.1)$$

где k – коэффициент пропорциональности, приблизительно равный 1,1; D_1 – диаметр расточки статора; l_1 – длина активной части; A_S – линейная токовая нагрузка обмотки статора; B_δ – индукция в воздушном зазоре; n – частота вращения.

Как следует из (2.1), мощность турбогенератора можно увеличить за счет увеличения его геометрических размеров, магнитной индукции или линейной токовой нагрузкой обмотки статора.

Увеличение геометрических размеров. К основным размерам двухполусного турбогенератора, имеющего частоту вращения 3000 об/мин, обычно относят диаметр расточки статора D_1 и длину l_1 сердечника статора – рис. 2-1 [2-3, 2-4, 2-5]. Предельные габариты были фактически достигнуты уже при создании машины в 300 тыс. кВт [2-2]. За 30 лет генераторостроения мощность машин увеличилась со 100 МВт (1948 г.) до 1200 МВт (1976 г.).

Некоторые сравнительные характеристики этих генераторов приведены в табл. 2-1.

Возможность дальнейшего увеличения размеров, приведенных на рис. 2-1, ограничена в первую очередь, условиями механической прочности роторов турбогенераторов и их бандажных колец, о чем будет сказано ниже, а также соотношениями между размерами, рекомендованными в [2-3, 2-5] на основании опыта проектирования:

$$D_1 = D_2 + 2\delta, \quad (2.2)$$

где D_2 – диаметр активной части бочки ротора, δ – зазор между ротором и статором.

Таблица 2-1.

Сравнительные характеристики двухполюсных турбогенераторов

Мощность, $P_{ном}$, МВт	100	1200
Расход меди, кг/кВА	0,11	0,019
Расход стали, кг/кВА	0,765	0,202
Диаметр ротора, D_2 , мм	1000	1250
Воздушный зазор, δ , мм	47,5	150
Активная длина ротора, l_2 , мм	5400	8000

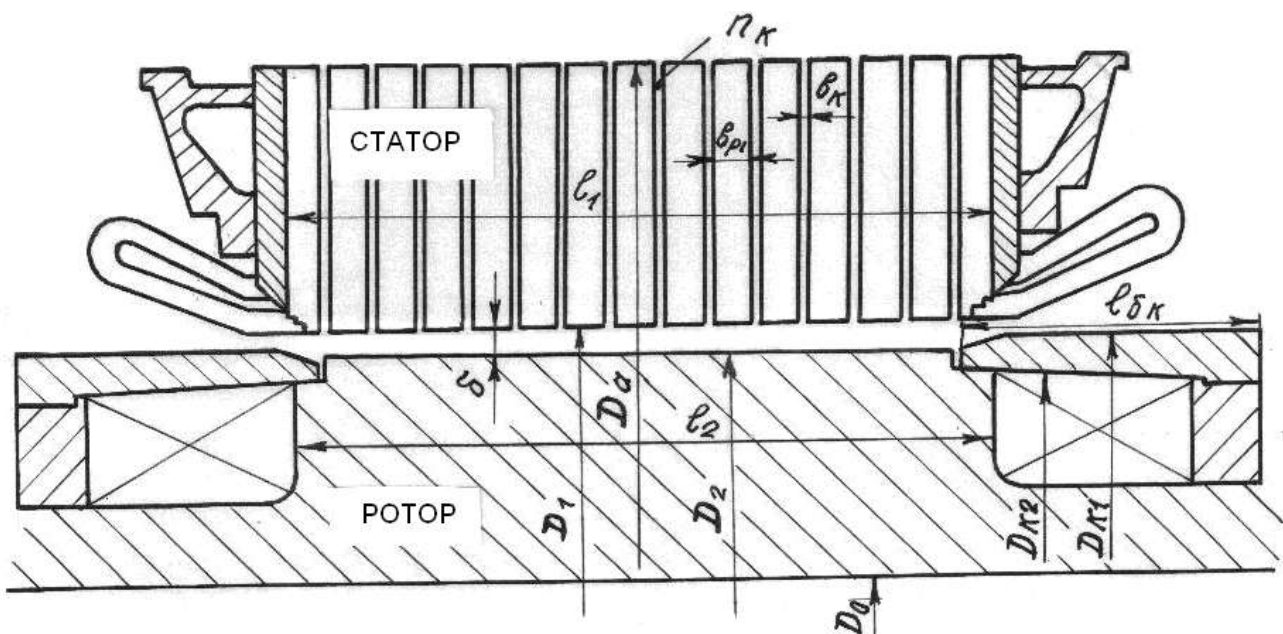


Рис. 2-1. Размеры активного железа сердечника статора, ротора и кольцевых бандажей ротора турбогенератора [2-5].

При выборе диаметра бочки ротора целесообразно придерживаться нормализованного ряда диаметров бочки ротора D_2 , м: 0,475; 0,575; 0,664; 0,728; 0,814; 0,93; 1,0; 1,075; 1,125; 1,20; 1,25 [2-5].

Диаметр ротора для машин с частотой вращения 3000 об/мин ограничен величиной 1,2–1,3 м, так как по условиям прочности линейная скорость точек его поверхности не должна превышать 170–190 м в секунду (а это уже скорость реактивного самолета); при этом возникают усилия в сотни тонн, стремящиеся вытолкнуть обмотку из пазов. Если сделать ротор диаметром свыше 1,3 м, то даже лучшая легированная сталь не выдержит – центробежные силы разрушат конструкцию [2-2]. Для машин с частотой вращения 1500 об/мин по тем же соображениям диаметр активной части ротора – не более 1,8 м [2-1].

Ротор является самой нагруженной в механическом и магнитном отношении частью турбогенератора. С целью снижения магнитного насыщения ротора рекомендуется длину бочки ротора l_2 (рис. 2-1) брать на 50–150 мм больше длины сердечника статора l_1 :

$$l_2 = l_1 + (0,05 \div 0,15). \quad (2.3)$$

Отношение длины активной части ротора к ее диаметру $\lambda_2 = l_2 / D_2$ обычно лежит в пределах от 5,2 до 5,7.

Полная длина ротора, т.е. длина вала турбогенератора:

$$L_2 = l_1 + (5 \div 6) \cdot D_2. \quad (2.4)$$

Эти соотношения определяются не только возможностью изготовления поковок больших размеров (ротор крупного турбогенератора выполняется из цельной поковки хромо-никель-молибденовой или хромо-никель-молибдено-ванадиевой стали, обладающей высокими механическими свойствами), но и допустимым значением статического прогиба вала при остановленной (неподвижной) машине и частотными характеристиками роторной системы в целом – при вращении ротор турбогенератора кроме воздействия центробежных сил испытывает большие напряжения от знакопеременных изгибающих сил, так как, несмотря на его вращение, он остается прогнутым вниз. Значения критических частот, т.е. частот собственных и вынужденных поперечных колебаний ротора, обусловленных его вращением, должны существенно отличаться от значений номинальной частоты вращения ротора.

Для контроля качества поковки ротора в теле ротора (рис. 2-1) выполняется центральное отверстие

$$D_0 = (0,08 \div 0,11) \cdot D_2. \quad (2.5)$$

Центральное отверстие может быть использовано для осуществления токоподвода от контактных колец к обмотке ротора.

Для двухполусных турбогенераторов, независимо от их единичной мощности, сохраняется соотношение

$$D_a = (2,2 \div 2,5) \cdot D_1. \quad (2.6)$$

Внешний диаметр корпуса статора должен находиться в пределах

$$D_{внеш} \approx (3,5 \div 4,0) \cdot D_2. \quad (2.7)$$

Внешний диаметр корпуса статора $D_{внеш}$ ограничивается величиной 4,3 м. Иначе, чтобы перевезти турбогенератор по железной дороге, придется расширять мосты и тоннели, останавливать встречное движение поездов по маршрутам следования – рис. 2-2.



Рис. 2-2. Перевозка по железной дороге статора генератора АЭС на 32-осном транспортёре грузоподъёмностью 500 тонн. Масса груза с учетом довольно тяжелой транспортной оснастки 470 – 480 т. Из-за размеров этот груз – сверхнегабаритный.

Значение магнитной индукции также ограничено и не может превышать 1 Тл. Применение холоднокатаной стали позволило в некоторых пределах повысить магнитную индукцию в зубцах статора турбогенераторов. В результате примерно за 50-60 лет турбогенераторостроения при увеличении

мощности машины от 50 до 1200 МВт, т.е. в 24 раза, индукция возросла лишь на 20%: от 0,8 до 0,965 Тл.

Поэтому повышение мощности синхронных генераторов **возможно только за счет увеличения линейной токовой нагрузки обмотки статора**, которая определяется из выражения

$$A_S = I_{ном} \cdot \frac{N_n}{t_n}, \quad (2-8)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток обмотки статора; N_n – число проводников в пазу; t_n – пазовое деление по окружности статора.

При этом для сохранения нормального температурного режима машины необходимо эффективное охлаждение. Кроме того, при работе генератора в нем возникают потери энергии, вызванные активным сопротивлением обмоток (потери в меди), вихревыми токами и гистерезисом в активных частях магнитной системы (потери в стали), а также трением в подшипниках вращающихся частей (потери на трение). Если при малых мощностях порядка нескольких сотен киловатт достаточно применять естественное охлаждение, то при больших мощностях необходим переход на принудительную вентиляцию, а при мощности генератора приблизительно 100 МВт – использовать вместо воздуха водород. При еще бóльших мощностях (например, более 500 МВт) необходимо дополнить водородное охлаждение водяным. У крупных генераторов надо специально охлаждать и подшипники, для этого обычно используют циркуляцию масла [2-1].

Виды турбогенераторов

Турбогенераторы с воздушным охлаждением серии Т. Выпускаются мощностью 2,5; 4, 6, 12 и 20 МВт. Генераторы мощностью 2,5 – 12 МВт имеют косвенное воздушное охлаждение активных частей, генераторы мощностью 20 МВт – непосредственное воздушное охлаждение обмотки ротора и косвенное воздушное охлаждение других активных частей.

Турбогенераторы с водородным охлаждением серии ТВФ. В серию ТВФ входят турбогенераторы мощностью 63, 100 и 110 МВт. Корпус машины – газоплотный. Генераторы имеют непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом и косвенное водородное охлаждение обмотки статора.

Турбогенераторы с водородно-водяным охлаждением серии ТВВ. В серию ТВВ входят турбогенераторы мощностью 160, 200, 220, 300, 500, 800, 1000

и 1200 МВт на 3000 об/мин и турбогенераторы мощностью 1000 МВт на 1500 об/мин. Турбогенераторы имеют непосредственное охлаждение обмотки статора, выполненной из трубчатых медных проводников, дистиллированной водой – рис. 2-3, непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом, внешней поверхности ротора и сердечника статора – водородом. Корпус машины – газоплотный.



Рис. 2-3. Циркуляция охлаждающей воды в обмотке статора обеспечивается соединением токоведущих стержней статора и коллекторов холодной (синее кольцо), и горячей (красное кольцо) воды фторопластовыми трубками.

Турбогенераторы с полным водяным охлаждением ТЗВ («три воды»).

Производственное объединение «Электросила» серийно изготавливает турбогенераторы с полным водяным охлаждением. Серия ТЗВ предлагает следующие мощности: 63, 110, 220, 320, 800, 1200 МВт на 3000 об/мин и 1000 МВт (для АЭС, 1500 об/мин) Обмотки статора и ротора охлаждаются непосредственно водой (дистиллятом), протекающей по каналам трубчатых медных проводников. Активная сталь сердечника статора охлаждается охладителями из силумина, запрессованными между пакетами. Сталь ротора и воздух, заполняющий генератор, охлаждаются в основном водоохлаждаемой демпферной обмоткой ротора. Некоторые особенности конструкции машины исполнения ТЗВ будут рассмотрены ниже.

Турбогенераторы серии ТГВ и ТВМ. В серию ТГВ входят турбогенераторы мощностью 200, 300 и 500 МВ. Корпус статора – цилиндрический, сварной, газоплотный. В серию ТВМ входят турбогенераторы мощностью 300 и 500 МВт. Турбогенераторы имеют масляное охлаждение обмотки и сердечника статора и водяное ротора.

Машины стали столь крупными, что возникла проблема: как перевозить их по железной дороге. Проектировщики вынуждены «вписывать» все более мощные турбогенераторы в практически неизменный объем [2-12]. Для продвижения вверх по шкале мощности остается фактически один путь – увеличение токовой нагрузки статора и совершенствование способов охлаждения элементов машины.

От электромагнитных сил, с которыми ротор притягивается к статору, стальной сердечник вибрирует, периодически принимая форму эллипса. В машине 800 мегаватт удалось сердечник статора сделать более жестким, и вибрации уменьшились. Чтобы колебания не передавались на фундамент, между сердечником статора и корпусом предусмотрели эластичную подвеску. Снижение амплитуды вибрации – это очень важное достижение [2-12].

В результате надежность турбогенератора 800 мегаватт не только не понизилась, но оказалась более высокой, чем у машин предыдущих ступеней мощности. Машина 800 мегаватт – одна из самых надежных среди всех находящихся в эксплуатации [2-12].

Еще одна проблема – устойчивость. Любой генератор работает в энергосистеме параллельно с другими машинами. Но у мощных генераторов роторы становятся относительно более легкими, малоинерционными и поэтому менее устойчивыми в аварийных режимах. Есть и другие причины снижения устойчивости в крупных машинах. Эта проблема с каждым новым повышением мощности турбогенератора становится все сложнее [2-12].

Компенсировать относительное уменьшение массы машин можно применением быстродействующих тиристорных систем возбуждения и автоматических регуляторов напряжения. Например, при возникновении короткого замыкания ротор турбогенератора начинает колебаться, устойчивость параллельной работы снижается. Система возбуждения под воздействием регулятора автоматически почти мгновенно резко увеличивает ток в роторе турбогенератора. В машине возрастают электромагнитные силы, как бы сцепляющие ее с другими генераторами и предохраняющие энергосистему от развала [2-12].

Все более трудноразрешимой становится проблема изготовления поковок для роторов крупных электрических машин. Для ротора машины 1200 мегаватт пришлось отливать слиток массой 230 тонн. Не существует металлургических печей соответствующей емкости, и плавку вели одновременно в двух электропечах и одной мартеновской печи. Получить металл нужного качества очень непросто: чем слиток больше, тем, как правило, хуже его качество из-за пустот, раковин, трещин, примесей. Растут мощности турбогенераторов – требуются все более тяжелые поковки [2-12].

Таким образом, задача увеличения мощности турбогенераторов требует решения большого количества научных и технических проблем, среди которых:

- трудность изготовления крупных стальных поковок для роторов;
- ограничение размеров машины условиями ее механической прочности и транспортировки по железной дороге;
- внедрение новых систем охлаждения;
- работа генераторов в несимметричных режимах;
- разработка новой высоковольтной изоляции на термореактивных связующих;
- меры против увеличения вибрации;
- улучшение работы контактных колец ротора и щеточного аппарата;
- устойчивость работы электростанции в составе энергосистемы.

Турбогенераторы с полным водяным охлаждением серии ТЗВ [2-6]

Одна из Государственных премий Российской Федерации за 2002 год в области науки и техники присуждена специалистам завода "Электросила" за серию турбогенераторов с полным водяным охлаждением **ТЗВ**. Минатом будет использовать на своих новых объектах (в их числе реактор на быстрых нейтронах БН-800 на Белоярской АЭС) только такие генераторы. А шведские атомщики собираются заменить свои ненадежные генераторы российским ТЗВ на уже действующих АЭС.

Группа конструкторов и инженеров "Электросилы" под руководством **Ибрагима Кади-оглы** разработала энергоблоки, которые в отличие от традиционных электрогенераторов с водородным или смешанным водородно-водяным охлаждением полностью взрыво- и пожаробезопасны. До 30-х годов прошлого века проблема охлаждения маломощных генераторов решалась довольно просто – для этого использовался сжатый воздух. С ростом мощности энергоблоков потребовался более теплоемкий охладитель, в качестве

которого стали использовать водород. Казалось бы, вода, обладающая высокой теплоотводящей способностью, – более подходящий хладагент. Но инженеры никак не могли справиться с конструктивными трудностями подвода жидкого охладителя в движущуюся часть генератора, поэтому долгое время в мировой практике вода применялась только для охлаждения статора.

Над разработкой турбогенераторов с полным водяным охлаждением работали шведская ASEA (теперь подразделение Alstom), английская Parsons, японская Toshiba и другие компании. Но первый такой генератор был создан в СССР. В 60-х годах на "Электросиле" под руководством главного конструктора **Арона Шапиро** началась разработка схемы водяного охлаждения генератора для подводных лодок. В 1970-м и в 1980 году на ТЭЦ в Ленинграде и Рязани запустили экспериментальные генераторы.

Первый в СССР крупный турбогенератор с полным водяным охлаждением был изготовлен на Ленинградском производственном электромашиностроительном объединении «Электросила» (ЛПЭО «Электросила», ныне – СП «Силовые машины») в 1978 г. Этому предшествовали изготовление и достаточно длительная (с 1969 г.) эксплуатация опытных турбогенераторов типа ТЗВ-63-2 номинальной мощностью 63 МВт. В 1980–1981 гг. на Рязанской ГРЭС были включены в эксплуатацию первые два турбогенератора с полным водяным охлаждением мощностью 800 МВт – рис. 2-4.

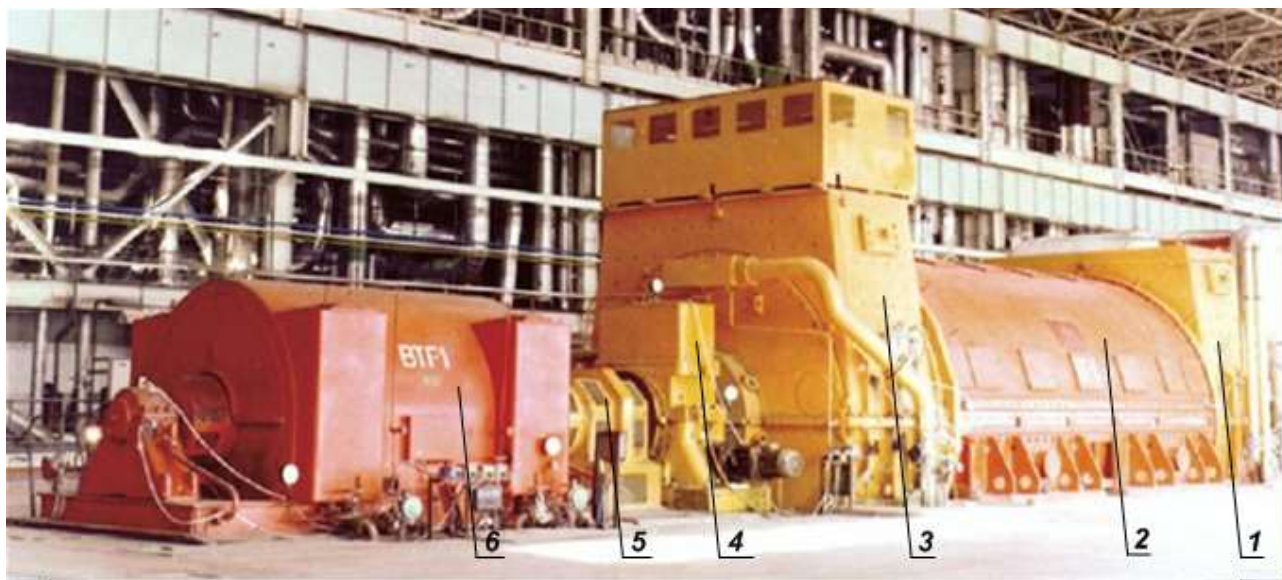


Рис. 2-4. Турбогенератор ТЗВ-800-2У3 в машинном зале Пермской ГРЭС: 1 – щит наружный со стороны турбины, с напорной и сливной камерами системы охлаждения демпферной обмотки ротора; 2 – корпус статора; 3 – щит наружный со стороны возбуждителя, с напорной и сливной камерами системы охлаждения обмотки возбуждения; 4 – подшипник; 5 – аппарат щеточно-контактный; 6 – возбуждитель [2-9].

У этих турбогенераторов непосредственное охлаждение дистиллятом имеют не только обмотки статора и ротора, но и активная сталь статора, нажимные кольца и пальцы, стяжные ребра сердечника, бочка и бандажные кольца ротора, торцевые щиты [2-6].

Успеху способствовало то, что отечественные конструкторы предложили оригинальную самонапорную систему охлаждения обмоток ротора, отказавшись от разрабатываемой западными компаниями напорной схемы (когда охлаждающая вода подается в ротор под давлением). В самонапорной системе ротор генератора работает как центробежный насос, он засасывает воду, подаваемую свободной струей из неподвижного коллектора, и свободно сбрасывает ее в сливную камеру. В этой схеме нет места сложной механической и гидравлической системе подачи воды, нет сотен стальных и изоляционных трубок и уплотнений, из-за которых зарубежные конструкции и сейчас недостаточно надежны.

Ротор генератора ТЗВ-800-2. Выполнен из цельной стальной поковки с утолщением посередине («бочка» ротора). В его состав входят: обмотка возбуждения, демпферная обмотка, бандажные кольца, напорные и сливные кольца системы охлаждения, контактные кольца и др. элементы. Часть их показана на рис. 2-5.

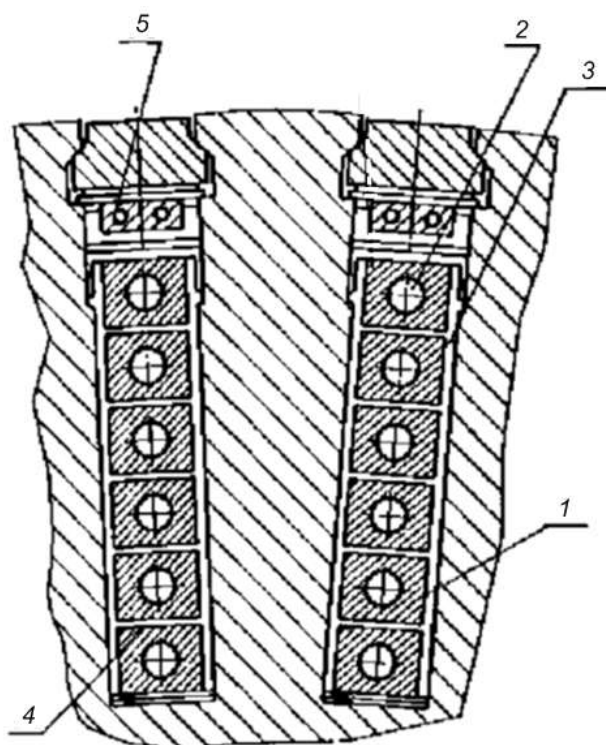


Рис. 2-5. Элементы ротора турбогенератора ТЗВ-800-2: 1 – медный проводник прямоугольного сечения с круглым каналом; 2; 3 – корпусная изоляция обмотки ротора; 4 – витковая изоляция между проводниками; 5 – демпферная обмотка [2-7].

В «бочке» ротора выфрезерованы пазы для обмоток ротора. Проводники обмоток прямоугольного сечения, полые – для протекания охлаждающего дистиллята. Обмотка возбуждения выполнена изолированной от бочки ротора, демпферная обмотка изоляции не имеет. Лобовые части обмоток закреплены надетыми на них стальными немагнитными бандажными кольцами. С торца бандажные кольца закрыты упорными кольцами, через которые проходят начала и концы обмоток ротора с надетыми на них специальными окончателами. Упорные кольца имеют «U» образную форму. Сливные концы обмоток выведены во внутреннюю полость упорных колец, а напорные проходят сквозь обе стенки этих колец. Сливные и напорные кольца, закрепленные на упорных кольцах, образуют соответственно сливные и напорные зоны охлаждения обмоток ротора. Все описанные элементы вращаются вместе с ротором – рис. 2-6, 2-7 [2-7, 2-8, 2-9]. Концентрично с напорными кольцами, внутри них расположены неподвижные напорные коллекторы, закрепленные на наружных щитах генератора.

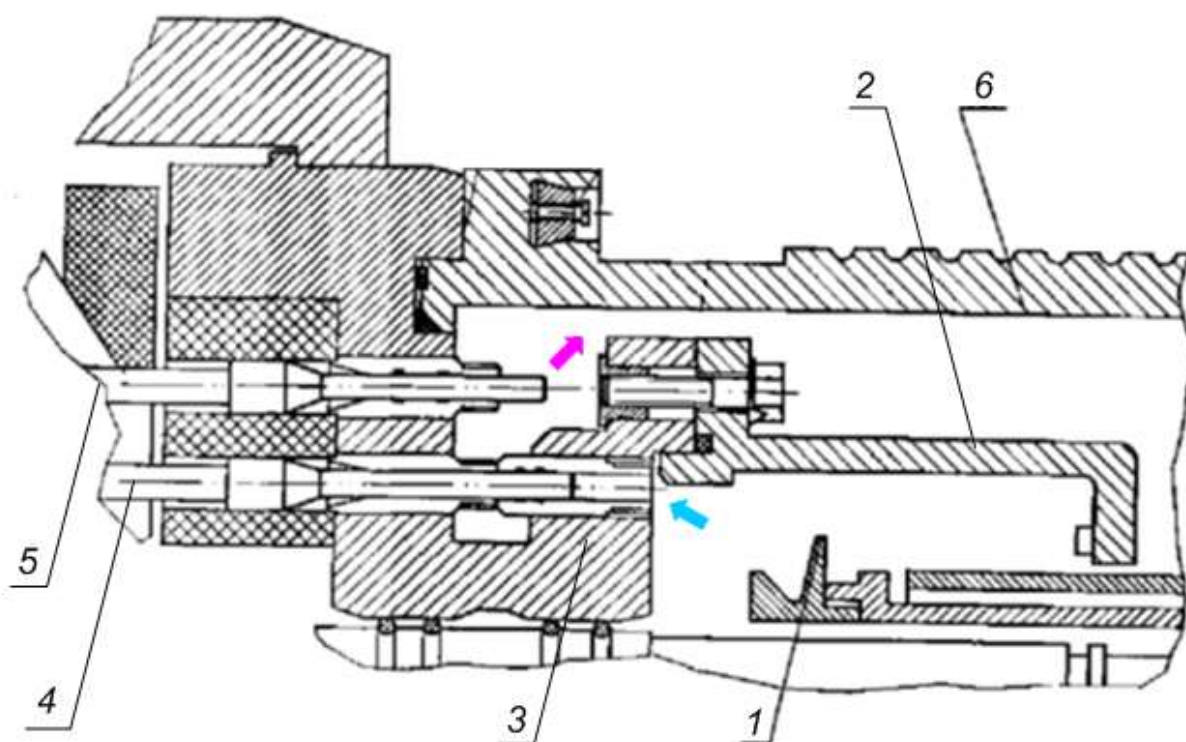


Рис. 2-6. Подача дистиллята в обмотку ротора турбогенератора ТЗВ-800-2:
1 – неподвижный напорный коллектор; 2 – напорное кольцо, вращающееся вместе с ротором; 3 – «U» образное упорное кольцо; 4 – нижние (напорные) выводы обмотки ротора; 5 – верхние (сливные) выводы обмотки ротора; 6 – сливное кольцо, вращающееся вместе с ротором [2-7, 2-8].

Дистиллят, поступающий через напорные коллекторы в напорные зоны охлаждения обмоток, прижимается при вращении ротора к внутренним полостям напорных колец, покрывая при этом начала обмоток, выведенных в эту

зону (зона показана на рис. 2-6 голубой стрелкой). Созданное центробежными усилиями давление дистиллята достаточно для прохождения его через обмотки. Далее дистиллят попадает на внутреннюю поверхность сливных колец, откуда сбрасывается в сливные камеры торцевых щитов (зона показана на рис. 2-6 розовой стрелкой).



Рис. 2-7. Выводы обмотки ротора турбогенератора ТЗВ: нижний ряд - напорные выводы, верхний ряд - сливные [2-9].

Системы охлаждения обмотки возбуждения и демпферной обмотки (ОВ и ДО) аналогичны. Со стороны возбудителя смонтирована система охлаждения обмотки возбуждения, а со стороны турбины – система охлаждения демпферной обмотки. Для защиты внутреннего объема статора от попадания водных брызг из камер слива дистиллята в системе охлаждения ротора используются лабиринтные уплотнения, прикрепленные к наружным щитам генератора – рис. 2-8 [2-7]. Лабиринтные уплотнения выполнены с тремя специальными канавками для сбора дистиллята с вала и отведения его к смотровым устройствам и далее, на слив во всасывающий коллектор насосы охлаждения ротора (НОР) [2-8].

Сердечник статора удерживается в сжатом состоянии при помощи нажимных колец и стяжных ребер – рис. 2-9, набран из пакетов активного железа, между которыми установлены охлаждающие элементы, соединенные

между собой фторопластовыми трубками (рис. 2-10). Вода подается в охладители через продольные и кольцевые коллекторы и сливается по обеим сторонам статора. Из рис. 2-9 видно, что соединение охладителей осуществляется в шахматном порядке.

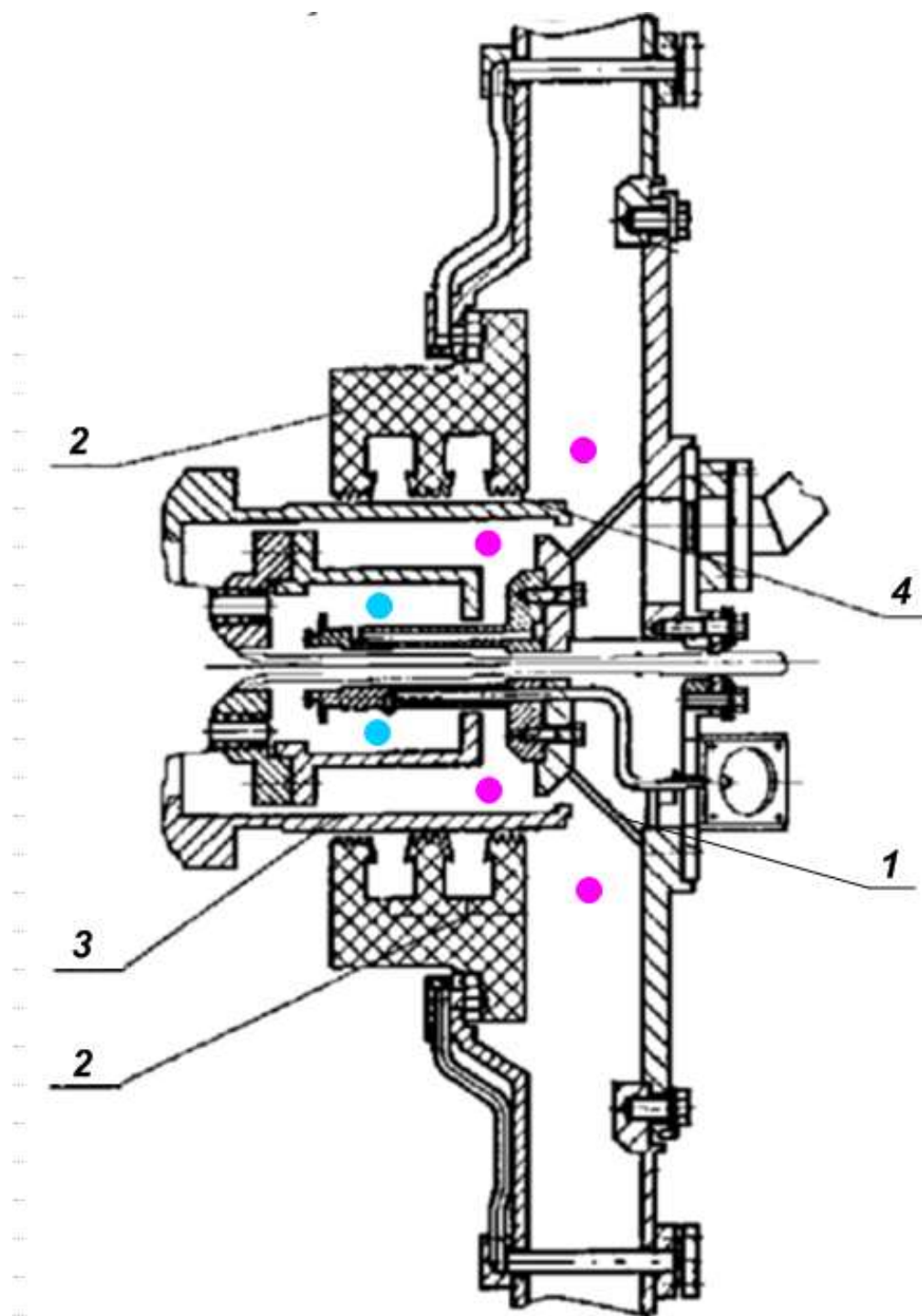


Рис. 2-8. Фрагмент наружного щита с напорной и сливной камерами: 1 – неподвижный напорный коллектор; 2 – полукольца лабиринтного уплотнения; 3 – сливное кольцо, вращающееся вместе с ротором; 4 – зазор (центровка) лабиринтного уплотнения. Голубыми точками показана напорная зона охлаждения обмоток, розовыми – сливная зона [2-7, 2-9].

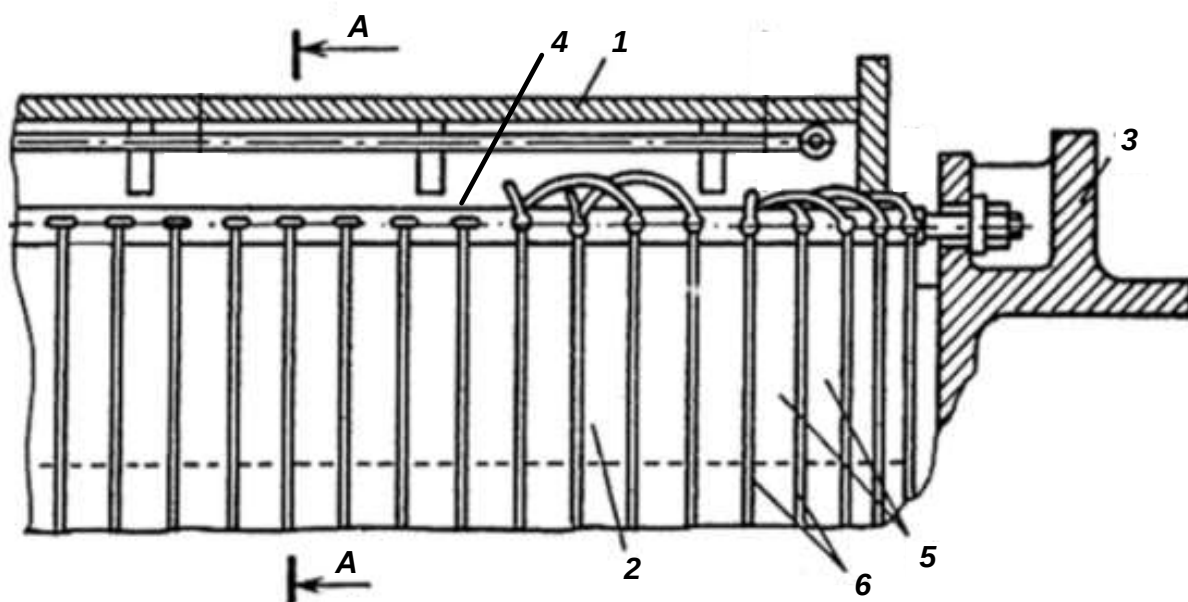


Рис. 2-9. Продольный разрез сердечника статора турбогенератора серии ТЗВ с охладителями: 1 – корпус статора; 2 – сердечник статора; 3 – нажимное кольцо; 4 – стяжное ребро; 5 – пакеты активной стали; 6 – охладители стали статора [2-6].

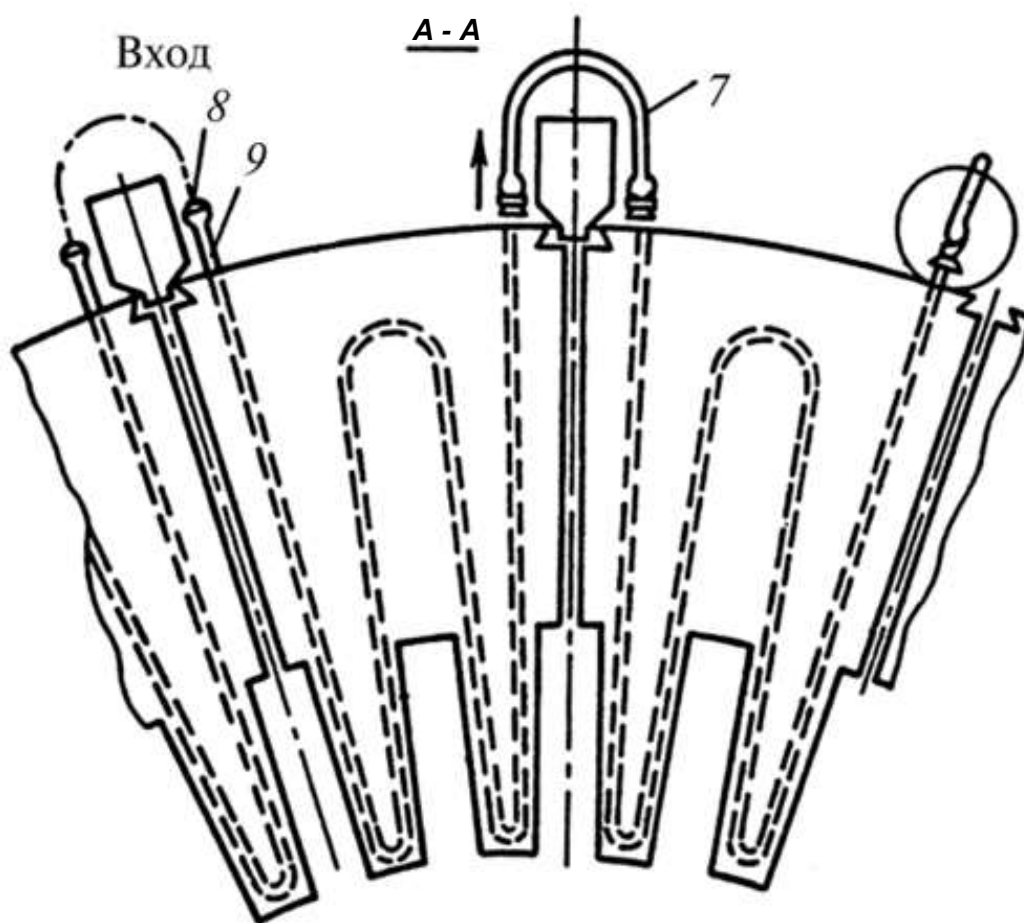


Рис. 2-10. Охладители стали статора с соединительными трубками: 7 – фторопластовые трубки; 8 – уширение итуцера; 9 – итуцеры [2-6].

Статор разделен по длине активной части на отсеки. В пределах отсека располагается 10–12 рядов охладителей при ширине пакета около 100 мм и толщине силуминового* охладителя 10 мм. В одном кольцевом ряду расположено около 20 охладителей, которые соединены в четыре цепи по пять в каждой цепи. Благодаря выполненной схеме их соединения, система охлаждения обладает большим запасом. Поэтому в ней используется только визуальный контроль струи цепей охлаждения. Он считается достаточно эффективным, поэтому непрерывный контроль не требуется, а отсутствие проходимости той или иной цепи охлаждения не требует внеплановой остановки генератора [2-6].

**Справка: Силумин - сплав, состоящий из алюминия, кремния, железа, меди, марганца, кальция, углерода и других элементов. Характеризуется устойчивостью к коррозии, высоким уровнем пластичности и небольшим весом. Это значительно облегчает процесс его обработки [2-10].*

Использование плоских силуминовых охладителей, кроме эффективного охлаждения, обеспечивает высокую плотность и стабильность прессовки сердечника статора, исключая возможность местного передавливания изоляционного покрытия листов активной стали распорками, наблюдающегося у машин с водородным охлаждением [2-6].

Внутреннее пространство турбогенератора заполнено воздухом под небольшим избыточным давлением и герметизируется двумя гидрозатворами, установленными по обе стороны ротора на неподвижном напорном коллекторе. Сухой воздух из машинного зала через воздушный фильтр нагнетается внешним вентилятором в среднюю часть корпуса статора, затем поступает в камеры слива дистиллята из обмоток ротора, расположенные в торцевых щитах статора, а увлажненный воздух выбрасывается через сепараторы обратно в машинный зал [2-6].

Асинхронизированные синхронные генераторы [2-11]

Для электроэнергетики России существует необходимость поддержания требуемых уровней напряжения и регулирования реактивной мощности, в том числе *потребления реактивной мощности из системы*. Это обусловлено следующими причинами.

1. **Высоковольтные ЛЭП** генерируют в электрическую сеть реактивную мощность. Каждые 100 км линии 220 кВ генерируют 14 Мвар реактивной мощности, для линий 330, 500 и 750 кВ эти значения составляют 41, 90 и 230 Мвар соответственно.

2. *Воздушные линии* ЕЭС России имеют большую протяженность. Протяженность линий электропередачи разных напряжений в одноцепном исполнении составляет десятки тысяч километров.

3. Реактивная мощность компенсируется в недостаточном объеме. Например, для линий 500 кВ компенсация реактивной мощности составляет в среднем 45%, при рекомендуемых директивными материалами 80–100%. Для линий 750 кВ – 75% при рекомендуемых 100–110%.

4. Потоки реактивной мощности распределены неравномерно между сетями различного класса напряжений.

Вследствие указанных причин уровни напряжения в высоковольтных электросетях зачастую превышают допустимые значения на 6–12%. По причине завышенных напряжений имеет место ускоренный износ и повышенная аварийность электрооборудования. Область работы синхронных турбогенераторов в режимах недовозбуждения (потребления реактивной мощности из сети) является зоной опасной работы – рис. 2-11 [2-11].



Рис. 2-11. Области допустимых режимов работы синхронных и асинхронизированных турбогенераторов по активной и реактивной мощности: 1 – ограничения по номинальному току статора; 2 – ограничения по номинальному току возбуждения; 3 – ограничения минимального возбуждения синхронного генератора по условиям устойчивости [2-11].

Как правило, для синхронных турбогенераторов работа в емкостном квадранте при $Q < 0$ запрещается или не рекомендуется. Длительная работа синхронного турбогенератора в режимах потребления реактивной мощности

приводит к ускоренному разрушению активной стали торцевых зон и к снижению пределов статической и динамической устойчивости.

В некоторой степени проблема регулирования перетоков реактивной мощности может быть решена за счет применения асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ). На рис. 2-11 приведена диаграмма с допустимыми областями работы традиционного синхронного и асинхронизированного турбогенераторов. Видно, что в отличие от синхронных генераторов, АСТГ способны успешно работать в режиме потребления реактивной мощности.

Данное преимущество асинхронных генераторов обусловлено особенностями конструкции ротора, который содержит не одну, как обычный синхронный генератор, а две обмотки возбуждения, сдвинутые по окружности ротора друг относительно друга на 90° . Система возбуждения АСТГ содержит два комплекта реверсивных возбудителей, способных изменять ток возбуждения в каждой из обмоток как по величине, так и по знаку. АСТГ можно эксплуатировать, в том числе, с одной обмоткой возбуждения. В этом случае асинхронизированный генератор приобретает свойства традиционного синхронного. Статор асинхронизированного турбогенератора конструктивно не отличается от статора синхронного турбогенератора, но в нём повышена надежность торцевых зон.

Применение АСТГ позволяет повысить КПД электростанции. Асинхронизированный турбогенератор имеет наибольший КПД в режиме потребления реактивной мощности, в то время как максимальный КПД синхронного генератора соответствует выдаче реактивной мощности.

Первые разработки асинхронизированных генераторов были начаты в 1955 году под руководством д.т.н., проф. М.М. Ботвинника – выпускника Ленинградского политехнического института. В дальнейшем работа была продолжена в ЛПИ д.т.н., проф. А.А. Рагозиным и практически осуществлена для Иовской ГЭС Колэнерго.

Исследования ОАО «ВНИИЭ» и ОАО «Энергосетьпроект» показали, что внедрение АСТГ особенно перспективно в составе парогазовых энергоблоков. ПГУ с АСТГ способны работать в широком диапазоне регулирования реактивной мощности от выдачи до глубокого потребления, то есть являются маневренными энергоблоками не только в отношении активной, но и реактивной мощности. ОАО «Электросила» разработало проекты АСТГ активной мощностью 110 – 350 МВт. С 1985 года асинхронизированные турбогенераторы активной мощностью 200 МВт применяются на Бурштынской ГРЭС (Украина).

По данным ОАО «Электросила» стоимость АСТГ в среднем на 25-30% выше стоимости синхронных турбогенераторов той же мощности. Ожидается, что асинхронизированные турбогенераторы найдут достаточно широкое применение на электростанциях России для нормализации уровней напряжения в сетях 220 – 500 кВ и повышения надежности эксплуатации синхронных турбогенераторов [2-11].

Криогенные турбогенераторы [2-13]

Сверхпроводящие материалы подразделяют на две группы: сверхпроводники первого и второго рода. К сверхпроводникам первого рода относят чистые металлы. Установлено, что 26 таких металлов при критической температуре T_k , близкой к абсолютному нулю, становятся идеальными сверхпроводниками ($\rho = 0$) и идеальными диамагнетиками ($\mu = 0$). Однако при относительно малых магнитных полях (менее 0,2 Тл) свойства сверхпроводимости у них исчезают. Среди чистых металлов наибольшую T_k имеет ниобий (9,3 К), наименьшую – ванадий (0,01 К). Сверхпроводники первого рода пригодны для работы при постоянных и переменных магнитных полях. Однако они практически неприменимы для работы при сильных токах из-за относительно малых значений магнитной индукции и плотности тока [2-13].

К сверхпроводникам второго рода относят некоторые сплавы. В настоящее время электропромышленность выпускает четыре сверхпроводниковых изделия (провода, кабели, шины, ленты) из сплавов ниобий – цирконий, ниобий – титан, ниобий – цирконий – титан и интерметаллического соединения Nb_3Sn . Свойство полупроводника сохраняется у них при $T_k = 4K$ (т. е. при температуре жидкого гелия) в магнитных полях с индукцией порядка 10 Тл и плотностях тока в проводнике порядка $10^7 - 10^9$ А/м². Сверхпроводники второго рода практически пригодны для работы только в постоянных магнитных полях и при постоянном токе. Следовательно, их нельзя использовать для выполнения обмотки статора, но они могут дать большой технико-экономический эффект при изготовлении из них обмоток возбуждения. Выполнение обмоток возбуждения из сверхпроводников, допускающих большие плотности тока и сильные магнитные поля при отсутствии джоулевых потерь, позволяет существенно уменьшить массу и габаритные размеры электрических машин, увеличить их КПД и предельную мощность [2-13].

В СССР было создано несколько опытных образцов сверхпроводниковых (СП) синхронных генераторов мощностью 1,2–20 МВ•А. Генератор КТГ-20 мощностью 20 МВ•А имеет номинальное напряжение 6,3 кВ, частоту 50 Гц, частоту вращения 3000 об/мин и $\cos \varphi = 0,8$ [2-13]. Эта машина прошла всесторонние испытания в 1981-1992 гг., в том числе в системе «Ленэнерго», где она выполняла функцию синхронного компенсатора [2-14].

Следующим шагом было изготовление на предприятии «Электросила» СП генератора КТГ-300 мощностью 300 МВт. Из-за наступивших в конце 80-х проблем с финансированием эта работа не была завершена, хотя была создана центральная часть ротора с СП обмоткой возбуждения [2-14].

Электромагнитные характеристики и конструкция сверхпроводниковых синхронных генераторов существенно отличаются от генераторов обычного типа. Обмотка возбуждения у сверхпроводниковых генераторов создает настолько большую МДС, что устраняется необходимость в ферромагнитном магнитопроводе. Поэтому ротор имеет значительно меньшие габаритные размеры, массу, момент инерции и центробежные силы, чем обычные генераторы аналогичной мощности [2-13].

Обмотки возбуждения и статора у них не крепятся, как обычно, на полюсах и в пазах сердечников, поэтому для их крепления в генераторах применяют немагнитопроводящие несущие конструкции, обеспечивающие необходимую прочность обмоток при воздействии на них центробежных и электродинамических сил, а также их изоляцию и охлаждение. Обмотка статора не экранируется зубцовым слоем и пронизывается полным потоком взаимной индукции, который примерно в 5–10 раз больше, чем в обычных машинах. Поэтому для уменьшения потерь от вихревых токов стержни этой обмотки выполняют из многожильных проводов минимально возможного сечения, транспонированных вдоль длины якоря для уменьшения неравномерности распределения между ними тока.

Для обмотки статора требуется только межвитковая изоляция, так как в генераторе нет заземленного ферромагнитного сердечника (в лобовой части выполняется также изоляция между фазами). Изоляция представляет собой немагнитопроводящую монолитную конструкцию и служит одновременно силовым элементом статора. Прочность этого элемента должна быть большой, так как при коротких замыканиях на обмотку статора действуют механические усилия, примерно в пять раз большие, чем в генераторах обычного типа. Ввиду того что магнитное поле рассеяния в рассматриваемых генераторах значительно превышает биологически безопасную величину, статор в

рассматриваемых генераторах окружают ферромагнитным цилиндрическим экраном. Этот экран защищает людей и устройства, находящиеся вблизи машины, от действия переменных магнитных полей обмотки статора и постоянных полей обмотки возбуждения, а также предотвращает проникновение внутрь машины внешних электромагнитных полей [2-13].

Обмотка возбуждения располагается во вращающемся криостате, охлаждается жидким гелием и должна быть хорошо изолирована в тепловом отношении от окружающей среды и экранирована от переменных магнитных полей обмотки якоря. Охлаждение ротора осуществляется по замкнутому циклу путем непрерывной подачи жидкого гелия из холодильной установки в полость, окружающую обмотку возбуждения через аксиальный канал вала ротора. Обратный гелий выходит в виде газа при температуре 20–50 К в герметически закрытую зону между ротором и статором. Для тепловой изоляции и снижения потерь от трения ротор вращается в вакуумном зазоре.

В сверхпроводниковых генераторах систему возбуждения можно выполнить в двух вариантах: с регулированием тока возбуждения посредством независимого источника постоянного тока (например, полупроводникового выпрямителя) или без регулирования. В последнем случае обмотка возбуждения короткозамкнута и поток возбуждения «заморожен». Из-за отсутствия ферромагнитного магнитопровода и возрастания эффективного воздушного зазора между обмотками возбуждения и статора индуктивное сопротивление обмотки статора существенно снижается, т.е. уменьшается падение напряжения в ней, что облегчает работу регулятора напряжения. Кроме того, увеличиваются токи при переходных режимах и возникает необходимость в специальных мерах для ограничения токов к.з. Индуктивность обмотки возбуждения наоборот из-за высокой плотности тока существенно возрастает, что приводит к соответствующему увеличению постоянных времени и длительности протекания переходных процессов. Для их ускорения требуется применять специальные устройства в системах регулирования генераторов. Поэтому мощность, необходимая для возбуждения в процессе регулирования напряжения генератора особенно при кратковременной форсировке возбуждения, сильно возрастает, достигая примерно 0,5% номинальной мощности генератора, хотя при работе машины в установившемся режиме она очень мала, так как потери в обмотке возбуждения практически отсутствуют [2-13].

При эксплуатации сверхпроводниковых электрических машин весьма важной операцией является захолаживание ротора. Процесс захолаживания состоит из трех этапов: охлаждение с температуры 300 до 80 К с помощью

жидкого азота, вывод азота из полости ротора и охлаждение жидким гелием с температуры 80 до 4,2 К, когда обмотка возбуждения переходит в сверхпроводящее состояние [2-13].

Гидрогенераторы

Гидрогенераторы относятся к числу тихоходных машин. В зависимости от расхода и напора воды число оборотов находится в пределах от 50 до 600 об/мин. Большие частоты вращения относятся к высоконапорным ГЭС с гидротурбинами небольшой мощности.

Стандартная шкала мощностей для гидрогенераторов не устанавливается. Для каждой ГЭС гидрогенераторы выполняются по специальному заказу. Это обуславливает большое многообразие конструктивных исполнений и геометрических размеров машин.

Обмотка статора гидрогенератора выполняется аналогично обмотке статора турбогенератора. Разница лишь в том, что он выполняется большего диаметра со сравнительно малой активной длиной – рис. 2-12.



Рис. 2-12. Внешний вид статора гидрогенератора в процессе монтажа.

Основные характеристики гидрогенераторов зависят от размеров их активных частей – диаметра расточки статора D_i – рис. 2-13 и высоты активной стали (высоты статора) l_t .

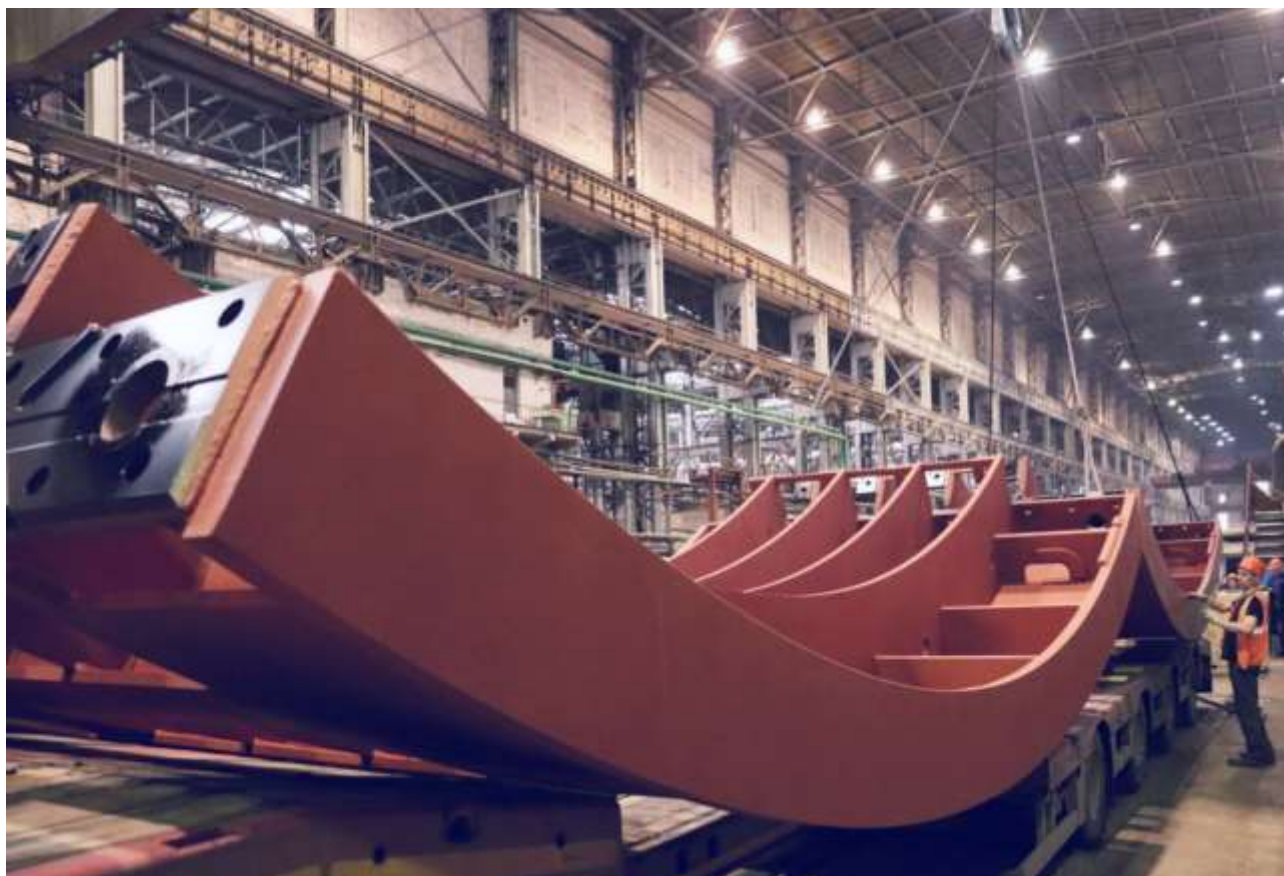


Рис. 2-13. Для доставки на Иркутскую ГЭС статор гидрогенератора разделили на шесть секторов, для перевозки которых потребовалось три автомобильных трала.

После определения D_i и l_t выясняется конструктивное исполнение генератора: при $D_i / l_t \leq 4$ рекомендуется подвесное, при $D_i / l_t > 5$ – зонтичное исполнение – рис. 2-14.

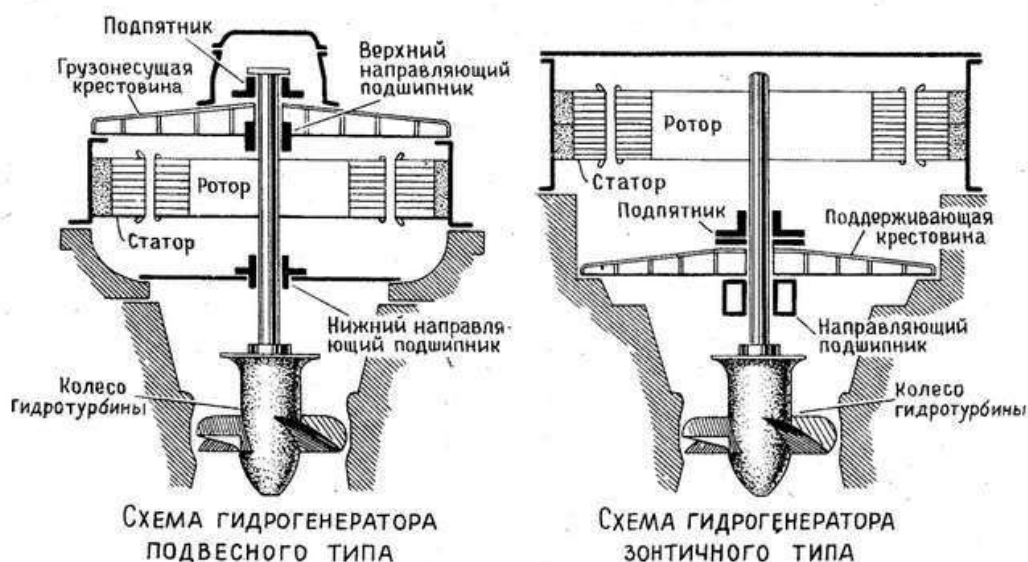


Рис. 2-14. Варианты вертикального исполнения гидрогенератора большой мощности.

При частотах вращения до 200 об/мин гидрогенераторы выполняются преимущественно в зонтичном исполнении, свыше 200 об/мин – в подвесном. При частотах вращения свыше 250 об/мин вертикальные гидрогенераторы выполняются исключительно в подвесном исполнении. Отмеченные границы различных исполнений гидрогенераторов не являются строгими.

Роторы выполняются из сварной центральной втулки, к которой с помощью стыковых плит и шпилек крепятся спицы трапецеидальной формы – рис. 2-15.



Рис. 2-15. Перевозка по железной дороге вала ротора гидрогенератора с насаженной на вал втулкой. Масса груза 138 т, длина – 11 м. Из-за размеров этот груз – негабаритный.

Они имеют повышенный момент сопротивления поперечного сечения при минимальной массе. Подобная конструкция реализована в генераторах Братской и Красноярской ГЭС [2-15]. К спицам крепится обод ротора – рис. 2-16.

При большом диаметре ротора в ободке возникают значительные усилия, особенно при угловой скорости вращения, превышающей номинальную в 2-3 раза. Такое увеличение скорости вращения возможно при сбросе нагрузки и в случае отказа систем регулирования.

Для демпфирования качаний ротора гидрогенератора на концевых полюсах ротора размещается успокоительная обмотка. Она выполняется из

медных или латунных стержней, уложенных в полузакрытые пазы на наконечниках полюсов. По торцам стержни соединяются между собой медными или латунными сегментами.

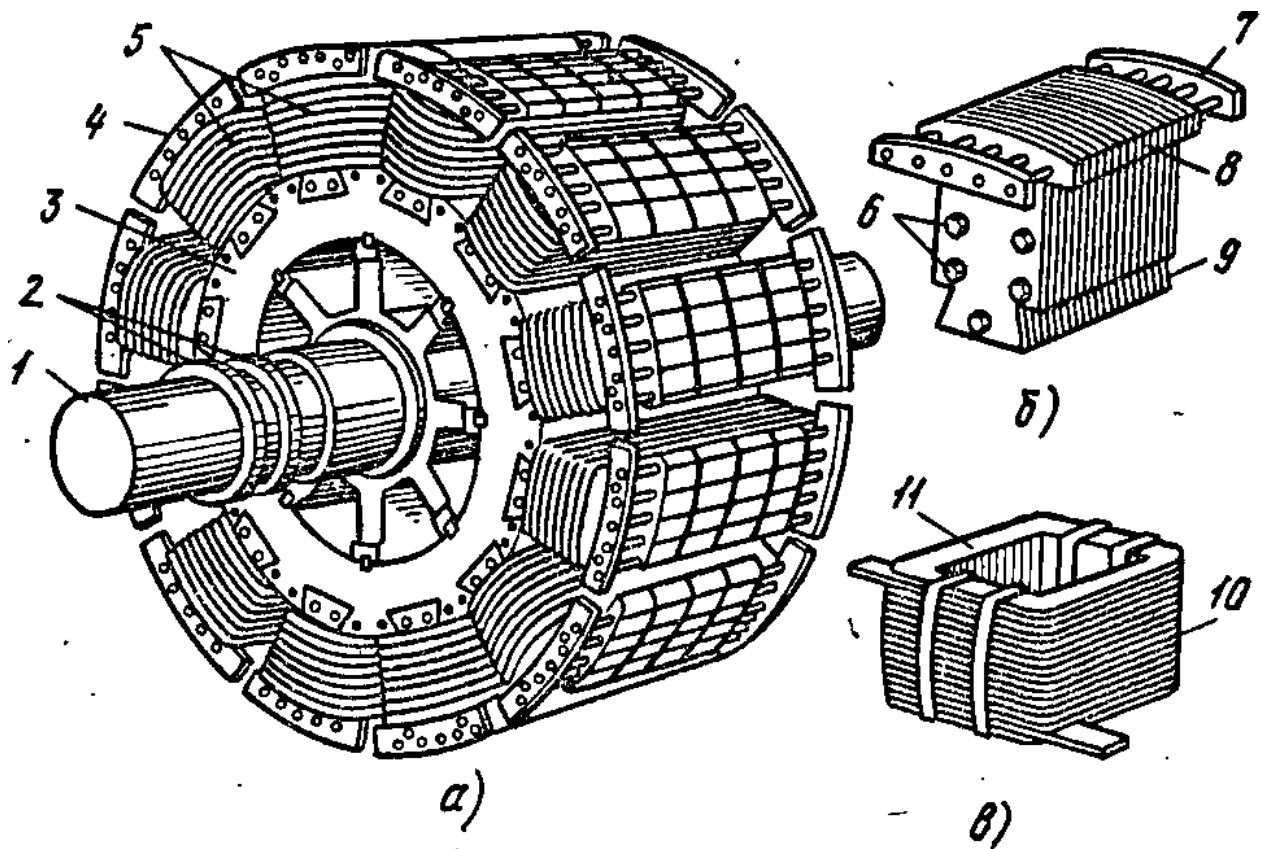


Рис. 2-16. Ротор гидрогенератора: а – общий вид ротора, б – сердечник полюса ротора с успокоительной обмоткой, в – обмотка полюса; 1 – вал, 2 – контактные кольца, 3 – обод, 4 – полюс, 5 – обмотка возбуждения, 6 – заклепки, 7 – сегмент, замыкающий стержни успокоительной обмотки, 8 и 9 – наконечник и хвостовик полюса, 10 – катушка полюса, 11 – каркас обмотки полюса.

Объем корпуса гидрогенератора очень большой, выполнить его газоплотным нереально, поэтому, например, для охлаждения активных частей гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС (640 МВт) используется форсированное воздушное охлаждение обмотки возбуждения и непосредственное водяное охлаждение обмотки статора дистиллятом. Система вентиляции внутреннего объема корпуса машины работает с использованием ротора в качестве напорного элемента – рис. 2-17. Дистиллят в свою очередь охлаждается в теплообменниках «заборной» водой – водой, забираемой из верхнего бьефа и после теплообменника сбрасываемой в нижний бьеф.

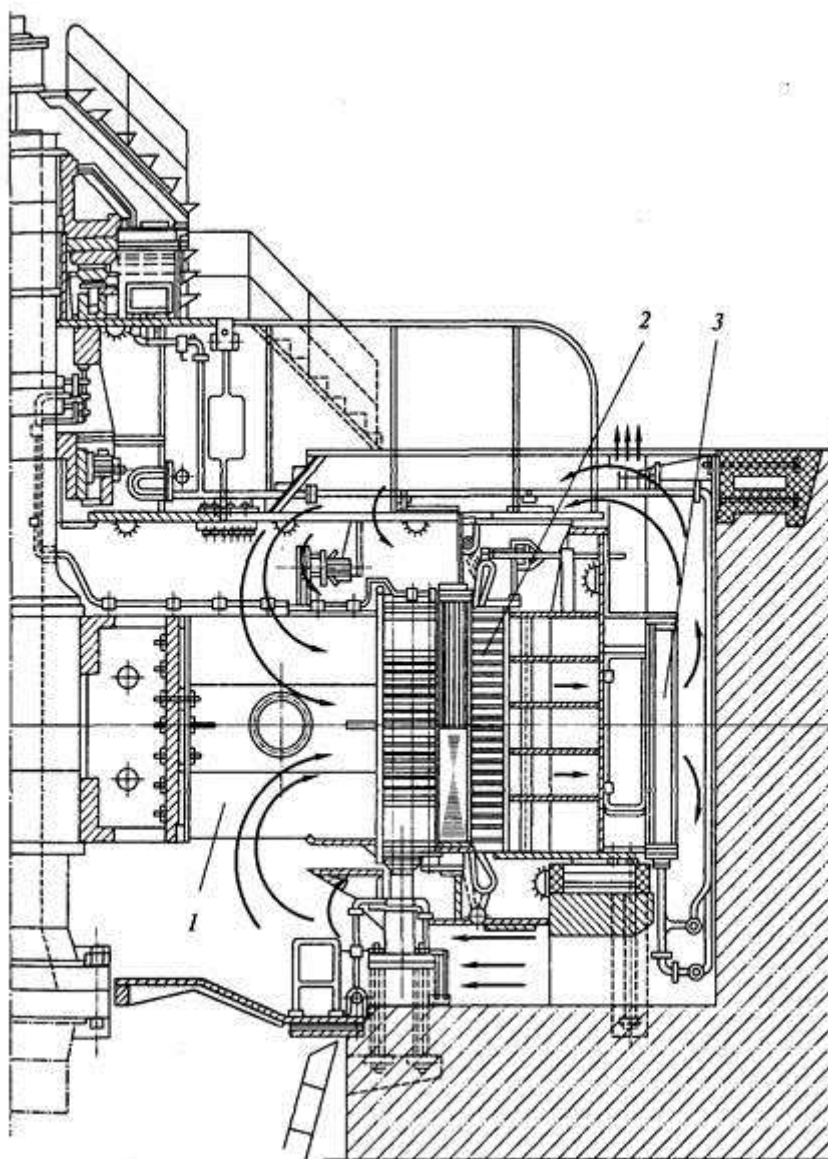


Рис. 2-17. Циркуляция воздуха внутри корпуса гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС:
1 – ротор; 2 – обмотка статора; 3 – теплообменник.

3. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Трансформатором называется устройство, предназначенное для преобразования электрической энергии переменного тока одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения посредством электромагнитной индукции [3-1].

Трансформатор состоит из двух или большего числа взаимно неподвижных электрически не связанных между собой обмоток, расположенных на ферромагнитном магнитопроводе. Обмотка трансформатора, потребляющая энергию из сети, называется первичной, обмотка, отдающая энергию в сеть – вторичной. Обмотки трансформатора подключаются к сетям с разными напряжениями. Обмотка, предназначенная для присоединения к сети с более высоким напряжением, называется обмоткой высшего напряжения (ВН), а подсоединяемая к сети с меньшим напряжением – обмоткой низшего напряжения (НН). Если вторичное напряжение меньше первичного, то трансформатор называется понижающим, если больше – повышающим; каждый трансформатор может быть как повышающим, так и понижающим [3-1].

В зависимости от числа фаз трансформаторы подразделяются на однофазные, трехфазные и многофазные. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, экономические показатели которых выше, чем в группе трех однофазных трансформаторов при той же надежности – рис. 3-1.



Рис. 3-1. Элементы конструкции силового трансформатора.

Однофазные трансформаторы применяются только при самых больших мощностях, при напряжениях 500 кВ и выше, чтобы не затруднить их транспортировку [3-1].

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рис. 3-2, а, б, [3-1]). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называются трансформаторами с расщепленными обмотками (рис. 3-2, в).

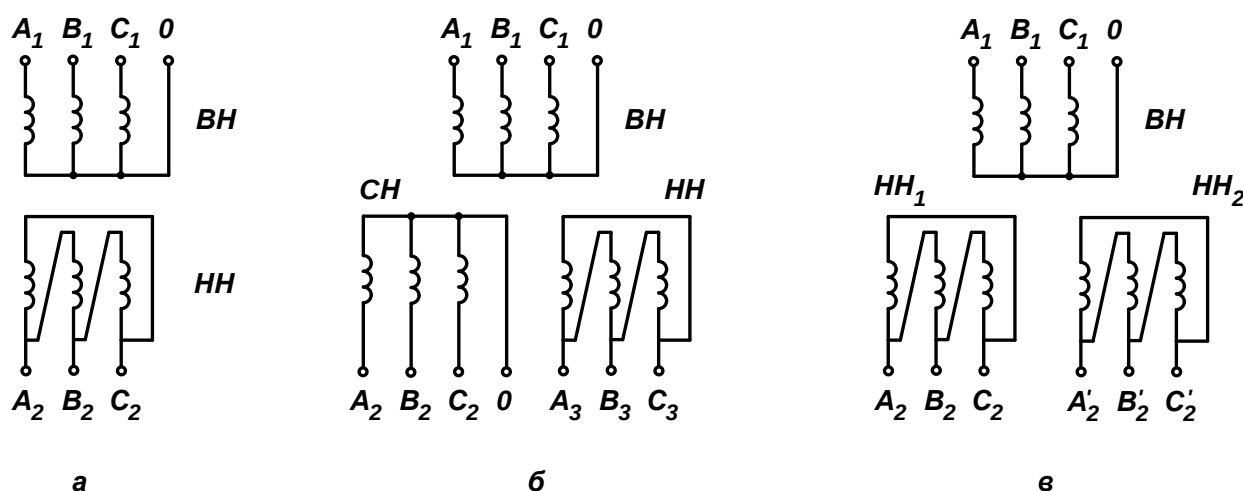


Рис. 3-2. Принципиальные схемы трансформаторов,
 а - двухобмоточного; б - трехобмоточного,
 в - с расщепленными обмотками НН

Генераторы, установленные на электрических станциях, вырабатывают электрическую энергию относительно невысокого напряжения (до 32 кВ). Для передачи ее к потребителям, расположенным на расстоянии нескольких сотен или тысяч километров, с целью уменьшения сечения проводов линии и потерь в ней, необходимо эту энергию преобразовать, уменьшив ток в линии путем соответствующего повышения напряжения. Напряжение в начале линии передачи принимают тем выше, чем больше длина линии и передаваемая мощность. Повышение напряжения на электростанциях осуществляется с помощью повышающих трансформаторов. В конце линии передачи устанавливают трансформаторы, которые понижают напряжение, так как потребителям необходимы сравнительно низкие напряжения [3-1].

При передаче электрической энергии от места производства до места потребления требуется ее многократная трансформация. Поэтому мощность всех

трансформаторов, установленных в сети, в 7-10 раз превышает общую мощность генераторов.

Номинальные параметры трансформатора [3-1]

Величины, соответствующие режиму работы трансформатора, для которого он предназначен заводом-изготовителем, называются номинальными. Они указываются в каталогах и на щитке, прикрепленном к трансформатору.

К основным параметрам трансформатора относятся номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток ХХ; потери ХХ и КЗ; схема и группа соединений обмоток.

Номинальной мощностью трансформатора называется значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении. Номинальная мощность для двухобмоточного трансформатора – это мощность каждой из его обмоток.

Номинальные напряжения обмоток – это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора – это линейные (междуфазные) напряжения каждой из обмоток.

Номинальными токами трансформатора называются линейные токи, указанные на щитке и вычисленные по номинальным значениям мощности и напряжения.

Напряжение короткого замыкания U_K – это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в них протекают токи, равные номинальным. Оно обычно выражается в процентах номинального напряжения первичной обмотки. Значение U_K зависит от напряжения и мощности трансформатора и составляет 4-15 %. Напряжение короткого замыкания характеризует внутреннее сопротивление трансформатора. От напряжения короткого замыкания зависят падение напряжения, внешние характеристики и ток короткого замыкания.

Ток холостого хода характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода, от магнитной индукции и выражается в процентах номинального тока трансформатора.

Потери холостого хода и короткого замыкания определяют экономичность работы трансформатора. Потери ХХ состоят из потерь стали на перемагничивание и вихревые токи. Для уменьшения их применяется

электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками. Потери КЗ состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Для снижения добавочных потерь, вызванных магнитными полями рассеяния, обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами.

Обмотки трансформаторов имеют обычно схемы соединения: звезда Y, звезда с выведенной нейтралью Y и треугольник Д.

Сочетание в одном трансформаторе разных схем соединения первичной и вторичной обмоток (а для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов – первичной, вторичной и третичной) характеризуется углом сдвига между векторами ЭДС одноименных фаз первичной и вторичной обмоток. Указанное сочетание и характеризующий его угол принято называть *группой соединения силового трансформатора*. В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений. Группы соединений указываются справа от знаков схем соединения обмоток (трансформаторы по рис. 3-2 имеют схемы и группы соединения обмоток: У/Д-11; У/У/Д-0-11; У/Д/Д-11-11) [3-1].

Номинальные мощности и габариты трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы имеют номинальные мощности, десятично кратные значениям: 1; 1,6; 2,5; 4; 6,3 кВ·А [3-4, 3-5]. Номинальные мощности трехфазных трансформаторов должны выбираться из следующего ряда, кВ·А – табл. 3-1 [3-5].

Таблица 3-1.

Ряд номинальных мощностей трехфазных силовых трансформаторов, кВ·А

0,010	0,100	1,00	10,0	100	1000	10000	100000	1000000
(0,012)	(0,125)	(1,25)	(12,5)	(125)	(1250)	(12500)	125000	1250000
0,016	0,160	1,60	16,0	160	1600	16000	160000	1600000
(0,020)	(0,200)	(2,00)	(20,0)	(200)	(2000)	(20000)	200000	2000000
0,025	0,250	2,50	25,0	250	2500	25000	250000	2500000
				320	3200	32000		
(0,032)	(0,315)	(3,15)	(31,5)	(315)	(3150)	(31500)	(315000)	3150000
0,040	0,400	4,00	40,0	400	4000	40000	400000	4000000
(0,050)	(0,500)	(5,00)	(50,0)	(500)	(5000)	(50000)	500000	5000000
0,063	0,630	6,30	63,0	630	6300	63000	630000	6300000
(0,080)	(0,800)	(8,00)	(80,0)	(800)	(8000)	80000	800000	8000000

Указанные в скобках номинальные мощности должны приниматься только для специальных трехфазных трансформаторов и трансформаторов, предназначенных для экспорта. Номинальные мощности однофазных трансформаторов, предназначенных для работы в трехфазной группе, должны составлять одну треть номинальных мощностей, приведенных в табл. 3-1. Для однофазных трансформаторов, не предназначенных для такого применения, значения номинальных мощностей должны приниматься как для трехфазных [3-5].

Для удобства планирования работ, связанных с транспортировкой и ремонтом силовых трансформаторов, их условно делят по габаритам в зависимости от мощности и напряжения обмоток ВН [3-3, 3-4, 3-6]; для каждого габарита дополнительно вводится деление на группы размеров трансформаторов – табл. 3-2.

Таблица 3-2.

Габариты трехфазных силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Габарит	Группа размеров трансформатора	Диапазон мощностей, кВ·А	Класс напряжения, кВ
I	1	До 20	До 35 включительно
	2	25 - 100	
II	3	160 - 250	
	4	400 - 630	
	5	1000	
III	6	1600 - 2500	
	7	4000 - 6300	
IV	8	10 000 - 32 000	
	9	Свыше 32 000	
V	10	До 16 000	110 и 150
	11	25 000-32 000	
VI	12	40 000-63 000	110и150
	13	До 63 000	220 и 330
VII	14	80 000-200 000	110и150
	15	80 000-200 000	220 и 330
VIII	16	Свыше 200 000	До 330 включительно
	17	Независимо от мощности	Свыше 330
	18	Для электропередач постоянного тока независимо от мощности	Независимо от напряжения

Трансформаторы, имеющие мощность или напряжение, не соответствующие стандартной шкале, относятся к габариту и группе ближайшей стандартной мощности или напряжения.

Большая часть трансформаторов изготавливается масляными, т. е. с активной частью, опущенной с целью лучшего охлаждения и повышения прочности изоляции в бак с маслом. Однако трансформаторы мощностью до 1000 – 1600 кВ·А и напряжением до 10 – 15 кВ могут выполняться также и сухими, т. е. с воздушным охлаждением. Система охлаждения трансформатора входит в условное обозначение его типа.

Трансформаторы мощностью до 1,6 МВА выполняют сухими открытыми (С), защищенными (СЗ) или герметическими (СГ). До 16 МВА – с естественным масляным охлаждением (М), до 100 – с масляным охлаждением и дутьевыми вентиляторами (Д), от 63 МВА и более – с масляным охлаждением и принудительной циркуляцией масла, а также дутьевым охлаждением масла (ДЦ).

Обозначение типа трансформатора состоит из двух частей – буквенной и цифровой. Первая буква Т или О означает число фаз (трехфазный или однофазный). Иногда у специальных трансформаторов перед этой буквой стоит буква, соответствующая назначению трансформатора, например буква Э означает «Электропечной», А – автотрансформатор [3-6].

На втором месте, после буквы Т или О, стоит буква (или две буквы), означающая систему охлаждения: М – естественное масляное, Д – масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла, ДЦ – масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла, НЦ – масляно-водяное, принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла, Ц – масляно-водяное, принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла, Н – естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком, С – естественное воздушное при открытом исполнении, СЗ – естественное воздушное при защищенном исполнении [3-6].

На третьем месте стоит буква, означающая характерную особенность данного типа трансформатора, например: Т – трехобмоточный, Н – регулирование под нагрузкой, Р – для питания ртутных выпрямителей.

Буква Г, стоящая последней, чаще всего означает «грозоупорный», т. е. трансформатор имеет емкостную защиту от перенапряжений.

В связи с тем что вновь разрабатываемые серии трансформаторов и их специальные назначения требуют новых буквенных обозначений, дать полный их перечень не представляется возможным [3-6].

Цифры, стоящие после основного блока буквенных обозначений, означают:

- номинальную мощность трансформатора, кВ·А;
- номинальное напряжение стороны высокого напряжения, кВ (для автотрансформаторов – сторон высокого и среднего напряжения);
- для трансформаторов, разработанных до 01.07.87, допускается указывать последние две цифры года выпуска рабочих чертежей.

Далее в обозначении трансформатора указывается климатическое исполнение по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1:

У – умеренный климат;

ХЛ – холодный климат;

УХЛ – умеренный и холодный климат;

Т – тропический климат,

и категория размещения по ГОСТ 15150:

1 – на открытом воздухе;

2 – под навесом или в помещениях без теплоизоляции со свободным доступом наружного воздуха;

3 – в закрытых помещениях с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий;

4 – в закрытом помещении с искусственным регулированием климатических условий (вентиляция, отопление).

Примеры наиболее часто встречающихся обозначений трансформаторов:

ТМ-1000/10-74У1 – трехфазный двухобмоточный трансформатор с естественным масляным охлаждением, номинальная мощность 1000 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, конструкция 1974 г., для района с умеренным климатом, для установки на открытом воздухе;

ТРДНС-25000/35-74Т1 – трехфазный двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН, с принудительной циркуляцией воздуха в системе охлаждения, с РПН, для собственных нужд электростанций, номинальная мощность 25 МВА, класс напряжения 35 кВ, конструкция 1974 г., тропического исполнения, для установки на открытом воздухе;

ТЦ-1000000/500-83ХЛ1 – трехфазный двухобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией масла и воды в системе охлаждения, номинальная мощность 1000 МВА, класс напряжения 500 кВ, конструкция 1983 г., для районов с холодным климатом, для наружной установки.

ТСЗ-100/10-79УЗ – трехфазный сухой трансформатор защищенного исполнения, номинальной мощностью 100 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, конструкция 1979 г., для района с умеренным климатом, для установки в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

АОДЦТН-417000/750/500-73У1 – однофазный трехобмоточный автотрансформатор номинальной (проходной) мощностью 417 МВА, класс напряжения ВН 750 кВ, СН 500 кВ, остальные символы расшифровываются так же, как и в предыдущих примерах.

Транспортировка трансформаторов [3-7]

Основным видом транспорта для трансформаторов является железнодорожный. Россия была первой страной, установившей в 1860 году единый общегосударственные габариты приближения строений и подвижного состава [3-24].

Ко всем грузам, перевозимым по железным дорогам, предъявляются требования соблюдения железнодорожного габарита СССР № 18 ОСТ ВКС-6435 (рис. 3-3, внутренняя зона, выделенная серым цветом), т. е. предельного наружного поперечного очертания транспортируемого груза, при котором обеспечивается его габаритность. Требование это связано с необходимостью ограничения размеров грузов для безопасного движения встречных поездов, а также соблюдения допустимых расстояний между транспортируемыми грузами и строениями вблизи железных дорог.

В трансформаторах, размеры которых выходят за пределы обычного транспортного профиля, форма бака приспособляется к транспортным средствам.

В соответствии с железнодорожным габаритом трансформатор, установленный на платформе (или транспортере), должен иметь высоту от верха головки рельса не более 5300 мм. Кроме того, требуется соблюдение горизонтальных размеров груза на участке от уровня верха головки рельса до отметки 1300 мм. В определенных пределах выше отметки 1300 мм допускается

превышение горизонтальных размеров, указанных на рис. 3-3, но при этом такой груз относится к категориям негабаритных с определенной степенью негабаритности, и на его перевозку необходимо специальное разрешение.

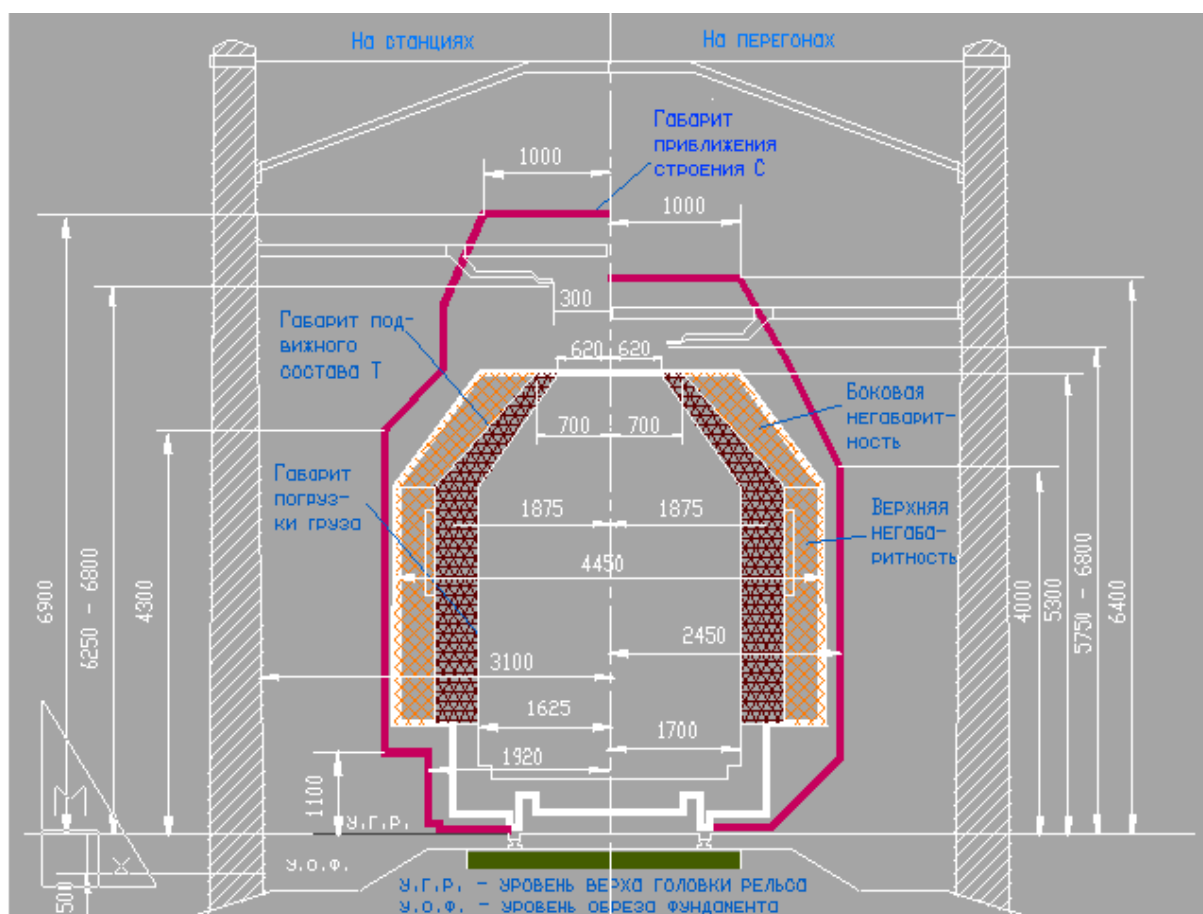


Рис. 3-3. Зоны негабаритности и степени негабаритности грузов [3-24].

В зависимости от размеров выхода груза за очертания железнодорожного габарита негабаритность разделяется на пять степеней (0, I, II, III, IV).

Для возможности увеличения мощностей трансформаторов, транспортируемых по железной дороге, необходимо иметь возможность увеличения отправочной (транспортной) массы при уменьшении допустимой ширины и высоты трансформатора; поэтому перевозка трансформаторов по железной дороге осуществляется как на *платформах*, так и на специальных *транспортерах*.

При массе трансформатора до 60 т транспортировка производится на двухосных, четырехосных и реже восьмиосных *платформах* – рис. 3-4.

При отправочной массе более 60 – 80 т перевозка осуществляется на *железнодорожных транспортерах* с пониженной погрузочной посадкой (рис. 3-5).

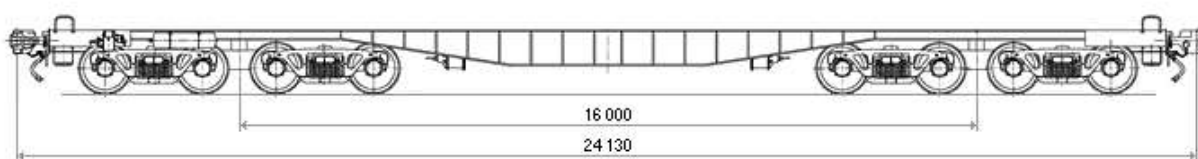


Рис. 3-4. Платформенный транспортёр [3-8]. Предназначен для перевозки тяжёловесных, длинномерных и крупногабаритных грузов. Оборудован металлическим полом с отверстиями для крепления груза.

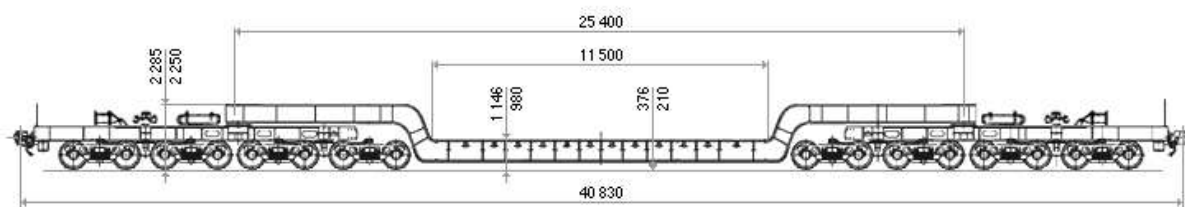


Рис. 3-5. Площадочный транспортёр [3-8]. Предназначен для перевозки крупногабаритных тяжёловесных металлоконструкций, трансформаторов и реакторов, габариты и вес которых, не позволяют размещать их на универсальных платформах.

В целях лучшего использования железнодорожного габарита применяют транспортеры без несущей рамы (*сочлененные транспортеры*) с боковыми балками, к которым подвешивается трансформатор в своем рабочем баке. Такой способ транспортировки (рис. 3-6) имеет преимущество в том, что при этом удастся увеличить габарит перевозимых трансформаторов по высоте на 450 – 550 мм.

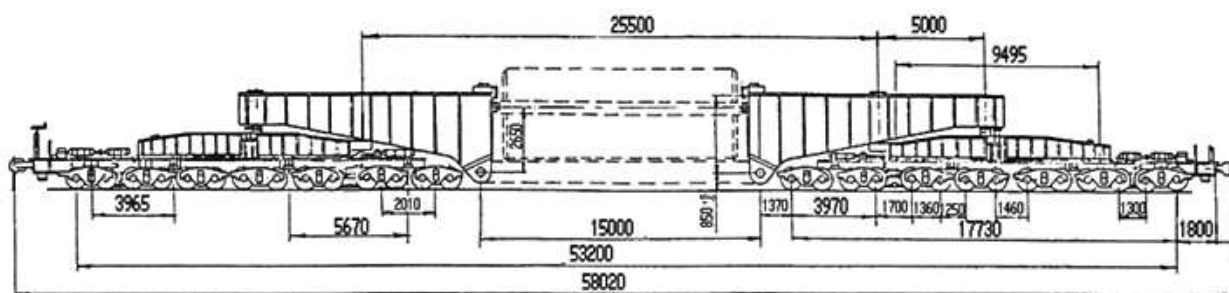


Рис. 3-6. Транспортёр сочлененного типа [3-8]. Предназначен для перевозки энергоблоков, турбогенераторов, трансформаторов и другого крупногабаритного оборудования массой до 500 тонн. Перевозимый груз подвешивается между половинами транспортера.

Необходимость соблюдения железнодорожного габарита и ограничения массы транспортируемых трансформаторов приводит к тому, что только трансформаторы небольшой мощности (до 1600 кВ·А включительно) перевозятся в собранном виде. Большинство трансформаторов при транспортировке их по железной дороге приходится отправлять частично демонтированными.

В зависимости от габаритных размеров и массы трансформаторы герметизируются и отправляются к месту эксплуатации в следующем состоянии:

- 1) полностью собранные, залитые маслом;
- 2) частично демонтированные в собственном баке, залитые маслом ниже уровня крышки на 150 – 200 мм;
- 3) частично демонтированные в собственном баке, без масла, заполненные сухим воздухом при атмосферном давлении;
- 4) частично демонтированные в собственном баке, заполненные сухим воздухом или азотом под давлением.

В зависимости от мощности могут демонтироваться следующие части: радиаторы или охладители, расширитель, предохранительная труба, каретки, вводы (110 кВ и выше).

При транспортировке трансформатора без масла для защиты изоляции от увлажнения бак трансформатора герметизируют. При этом под крышкой бака устанавливают транспортный воздухоосушитель, заполненный мелкозернистым силикагелем из расчета 0,15 кг на 1 т масла, подлежащего заливке в бак трансформатора, и индикаторным силикагелем массой 100 г независимо от размеров бака трансформатора

Перевозка трансформаторов автомобильным транспортом выполняется на специальных трейлерах и модульных полуприцепах с многофункциональной рабочей площадкой для перевозки энергетического оборудования массой от 50 до 16 000 тонн – рис. 3-7 а, б.

Конструктивное исполнение трансформаторов

Рассмотрим конструктивное исполнение трансформаторов чуть подробнее.

Масляные трансформаторы. Трансформаторы мощностью до 16 МВ·А выполняют с естественным масляным охлаждением (М – рис. 3-8, а, б, в).



а).



б).

Рис. 3-7. Перевозка трансформатора:
а - по маршруту «Запорожский трансформаторный завод – ПС «Днепродонбасс»», масса 225 тонн; б - на ГЭС «Гури» (ГЭС имени Симона Боливара), Венесуэла [3-9].



а)



б)

Рис. 3-8, а, б. Трансформаторы с естественным масляным охлаждением, мощность 1000 кВ·А (а), ТМ-4000/10 (б).



в)

*Рис. 3-8, в. Трансформатор с естественным масляным охлаждением.
ТМ-6300/35.*

У трансформаторов 4-го габарита мощностью 10 000 кВА и выше периметр гладкого бака оказывается недостаточным для размещения необходимого количества радиаторов с целью получения нужной поверхности охлаждения [3-10].

В этом случае приходится прибегать к принудительному (искусственному) охлаждению или, как принято говорить в трансформаторостроении, к дутьевому охлаждению – рис. 3-9. При этом способе охлаждения можно увеличить теплоотдачу радиаторов на 40% по сравнению с теплоотдачей при естественном охлаждении.

Указанный способ охлаждения не исключает, однако, работы радиаторов, используемых для дутьевого охлаждения, без дутья, т. е. при естественном охлаждении. Но это возможно только при неполной нагрузке трансформатора. Трансформатор способен длительно работать с выключенным устройством принудительного охлаждения (дутья) при нагрузке, равной 1/3 номинальной [3-10].

С 1957 – 1958 гг. отечественные трансформаторные заводы начали выпускать трансформаторы 4-го габарита со съемными баками (по заводской терминологии – с баками «колокольного» типа). Такой бак состоит из двух

частей: верхней – «колокола» и нижней – «поддона». Бак имеет разъем внизу. Его крышка не снимается: она приварена к стенкам бака – рис. 3-10.



Рис. 3-9. Трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительным воздушным охлаждением дутьевыми вентиляторами.



Рис. 3-10. Трансформатор с баком колокольного типа.

К обеим частям бака привариваются рамы, служащие для соединения частей бака; рамы соединяют болтами. Между рамами помещается прокладка из маслостойкой резины.

Активная часть устанавливается в нижнюю часть бака и накрывается верхней. Радиаторы размещаются на верхней части съемного бака.

Преимущества такого бака заключаются в следующем: для ремонта активной части ее не нужно вынимать из бака, а достаточно снять верхнюю часть бака – рис. 3-11. Поэтому на месте установки трансформатора не нужно иметь подъемный кран большой грузоподъемности [3-9, 3-10].

Применение съемного бака облегчает вписывание трансформатора в железнодорожный габарит, так как приваренная крышка такого бака имеет меньшую ширину, чем съемная крышка бака старой конструкции.

Поскольку стенка бака отводит тепло, выделяющееся при работе трансформатора, то его размеры определяются требованиями как изоляции, так и теплоотдачи. Минимальные размеры по длине и ширине бака зависят от изоляционных расстояний между токоведущими деталями и стенкой бака. Высота бака зависит от конструкции отводов обмоток и вводов и от системы

охлаждения. Высоту бака иногда делают больше, чем это необходимо по изоляционным расстояниям, чтобы увеличить длину охлаждающих труб, а следовательно и их поверхность охлаждения.



Рис. 3-11. Ремонт трансформатора с баком колокольного типа.

Охлаждение трансформатора выполняется либо с принудительной циркуляцией масла и воздуха – ДЦ, либо масляно-водяное, с принудительной циркуляцией воды и масла (Ц и НЦ).

В системе охлаждения трансформаторов ДЦ вместо радиаторов применяются значительно более выгодные малогабаритные теплообменники (охладители). Для обеспечения циркуляции масла в охладителе используются масляные насосы.

На рис. 3-12, а показано возможное конструктивное исполнение принудительного воздушно-масляного охлаждения типа ДЦ [3-10], на рис. 3-12, б – внешний вид трансформатора с охлаждением типа ДЦ.

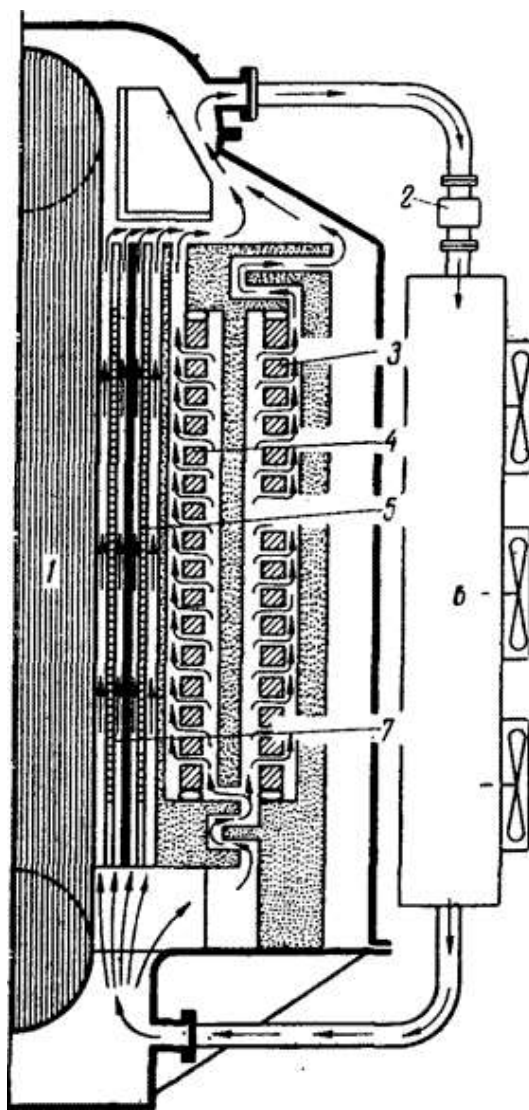


Рис. 3-12, а. Эскиз конструкции принудительного воздушно-масляного охлаждения трансформатора:

- 1 – магнитопровод; 2 – насос; 3 – обмотка высшего напряжения;
4 – обмотка среднего напряжения; 5 – регулировочная часть обмотки;
6 – охладитель; 7 – обмотка низшего напряжения.

Схема и диаграмма такой системы с ненаправленной циркуляцией масла (ДЦ) приведена на рис. 3-12, в. Масло, нагретое в обмотке и движущееся по пути **А'**, перемешивается с маслом, движущимся по пути **В'** вдоль стенки бака вне обмотки. Из-за такого перемешивания практически невозможно измерение температуры масла, выходящего из обмотки. Фактическая температура масла, протекающего по обмотке, будет выше, чем температура, измеряемая термодатчиками, расположенными в верхней части бака [3-11].

По способу подключения к баку трансформатора различают три типоразмера системы охлаждения типа ДЦ: навесное, выносное и групповое [3-12].



Рис. 3-12, б. Силовой трансформатор с принудительной циркуляцией масла и дутьевым охлаждением радиаторов.

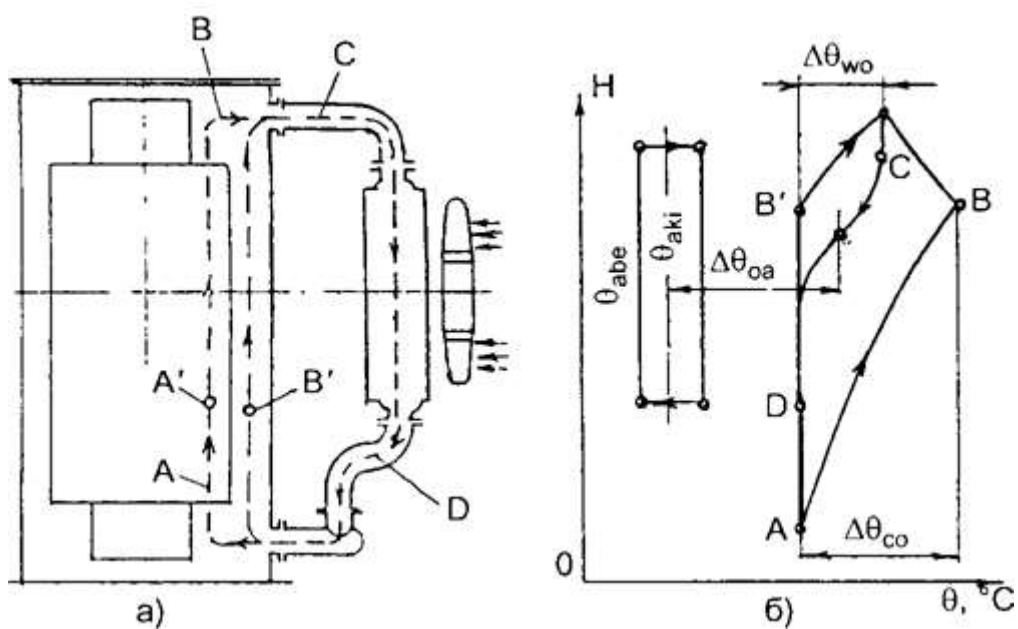


Рис. 3-12, в. Принципиальная схема охлаждения трансформатора при принудительной циркуляции масла и воздуха [3-11].

В навесном исполнении охладители крепят непосредственно к баку трансформатора (рис. 3-12, б); при выносном исполнении их устанавливают на отдельном фундаменте вблизи трансформатора; при групповом – систему охлаждения комплектуют отдельными групповыми унифицированными охлаждающими устройствами, устанавливаемыми возле трансформатора на фундамент или рельсы – рис. 3-12, г.



Рис. 3-12, г. Групповое охлаждающее устройство (ГОУ-3) [3-12].

Групповое охлаждающее устройство представляет собой единый агрегат, состоящий из трех и более параллельно соединенных самостоятельных устройств и шкафа управления, смонтированных на общей раме (рис. 3-12). Основанием рамы служат всасывающий и нагнетательный коллекторы устройства. Устройство оборудовано поворотными каретками, что позволяет устанавливать его на рельсы.

В настоящее время применяются в основном групповые устройства типов ГОУ-3 и ГОУ-4, состоящие соответственно из трех и четырех самостоятельных охлаждающих устройств. Технические данные этих устройств приведены в табл. 3-3 [3-12].

Таблица 3-3.

Тип групповых охлаждающих устройств	ГОУ-3	ГОУ-4
Мощность отводящих тепловых потерь при превышении температуры масла над температурой окружающего воздуха 35°C, кВт	540	748
Номинальный расход масла, м ³ /ч*	265	350
Номинальный расход воздуха, м ³ /ч	76000	100000
Установленная мощность электродвигателей, кВт*	42,3	54,8
Масса, кг	6900	8830
Габаритные размеры: длина X ширина X высота, мм	4852x1980x3500	6170x1980x3500

* Данные приведены для случая применения в устройствах маслососов типа БТЭ-100/20.

На рис. 3-13 показана принципиальная схема водомасляного охлаждения трансформатора [3-12]. Основным элементом системы охлаждения являются водомасляные охладители, имеющие масляные и водяные полости. Масляные полости соединены маслопроводом с баком трансформатора, а водяные – водопроводом с источником водоснабжения. Для предотвращения замерзания воды маслоохладители размещают, как правило, в помещении с положительной температурой воздуха. В южных районах страны, где среднегодовая температура воздуха не ниже +10 – +15°C, допускается наружная установка охладителей. В охладителях гидростатическое давление масла всегда должно превышать давление воды.

Система подачи воды в охладители должна обеспечить: требуемый расход воды через водяные полости охладителей, ограничение давления воды в полости до требуемых значений, возможность полного слива воды из охладителей.

При работе системы охлаждения горячее масло из верхней части бака трансформатора всасывается маслососами, прокачивается через масляные полости охладителей и поступает в нижнюю часть бака. Одновременно в водяные полости охладителя подается вода, которая охлаждает масло трансформатора. Входной и выходной патрубки маслопровода располагаются «по диагонали» вдоль длинной оси трансформатора. Благодаря этому в циркуляцию вовлекается большой объем масла и обеспечивается более равномерная температура по всему объему бака.

Маслососы устанавливают перед охладителями для обеспечения преодоления гидравлического сопротивления обмотки и самого охладителя. Одновременно исключается подсос воздуха в случае возникновения вакуума в охладителе [3-12].

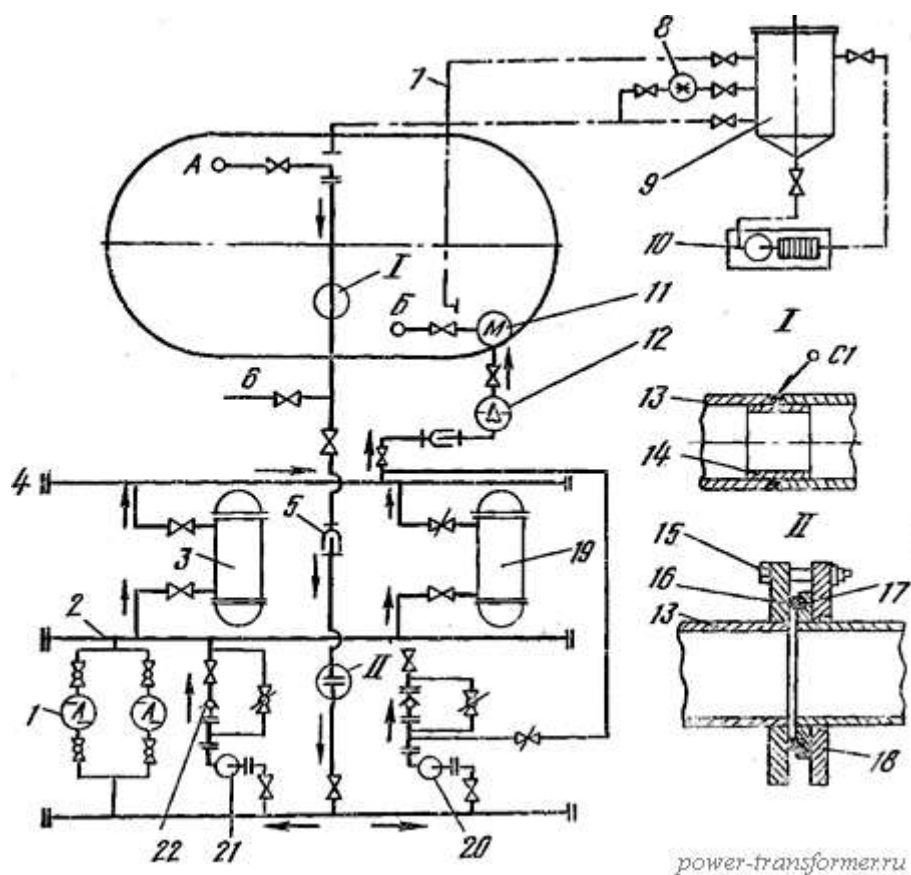


Рис. 3-13. Схема системы охлаждения типа Ц [3-12]:

А – забор масла с бака трансформатора;

Б – выход масла из системы охлаждения в бак трансформатора;

- 1 – фильтр адсорбционный; 2 – маслопровод; 3 – маслоохладитель типа М053-4А;
- 4 – маслопровод для заливки системы охлаждения трансформаторным маслом;
- 5 – компенсатор; 6 – маслопровод для подсоединения к вакуум-наосу; 7 – временный маслопровод; 8 – шестеренчатый насос; 9 – вспомогательный бак с нагревателем;
- 10 – фильтр-пресс; 11 – фильтр масляный; 12 – диафрагма камерная; 13 – маслопровод;
- 14 – втулка; 15 – фланец неподвижный; 16 – прокладка; 17 – кольцо; 18 – фланец подвижный; 19 – маслоохладитель резервный; 20 – электронасос пусковой резервный;
- 21 – электронасос рабочий; 22 – клапан обратный;

В системах охлаждения трансформаторов применяют водомасляные охладители вертикальной и горизонтальной установки. В процессе работы охладителя вода движется по трубкам, образующим поверхность охлаждения для масла. Благодаря наличию в полостях воды специальных перегородок охлаждающая вода совершает четыре хода. Масло движется в межтрубном пространстве, которое тоже разделено перегородками. Конструкция маслоохладителей предусматривает возможность выемки трубного пучка для ревизии и очистки. Водяные маслоохладители комплектуют приборами контроля давления и температуры воды и масла.

Охлаждение трансформатора по схеме с направленным движением масла через обмотки происходит так же, как и по схеме без направленного движения масла, за исключением того, что часть охлажденного масла подается непосредственно в обмотки, остальная часть – идет в бак.

В табл. 3-4 представлены обозначения систем охлаждения трансформаторов по ГОСТ 11677 и по стандартам МЭК [3-10]:

Таблица 3-4.

Циркуляция масла	Охлаждение масла	Обозначение системы охлаждения	
		ГОСТ 11677-75	МЭК
Естественная	Естественное воздушное	<i>М</i>	<i>ONAN</i>
Естественная	Принудительное воздушное	<i>Д</i>	<i>ONAF</i>
Принудительная	Естественное воздушное	<i>МЦ</i>	<i>OFAN</i>
Принудительная	Принудительное воздушное	<i>ДЦ</i>	<i>OFAF</i>
Естественная	Принудительное водяное	<i>МВ</i>	<i>ONWF</i>
Принудительная	Принудительное водяное	<i>Ц</i>	<i>OFWF</i>
Принудительная направленная	Принудительное воздушное	<i>НДЦ</i>	<i>ODAF</i>
Принудительная направленная	Принудительное водяное	<i>НЦ</i>	<i>ODWF</i>

Трансформаторное масло, омывая обмотки и магнитопровод, улучшает электрическую изоляцию токоведущих частей и обеспечивает лучшие условия охлаждения трансформатора [3-13]. Совершенствование систем охлаждения, рассмотренное выше, позволило создать трансформаторы большой мощности и на очень высокие номинальные напряжения обмотки ВН.

Масляные трансформаторы имеют более надежную защиту обмотки от любых внешних воздействий, что повышает надежность трансформатора и уменьшает необходимость его постоянного эксплуатационного мониторинга. В маслonaполненных трансформаторах очень низкое реактивное сопротивление, по сравнению с сухими аналогами с воздушной изоляцией [3-14].

Но, в то же время, силовые масляные трансформаторы имеют существенные недостатки, связанные с особенностью системы охлаждения: большие габаритные размеры, необходимость в постоянном обслуживании (очистка и замена масла), высокая пожароопасность устройства, обусловленная опасностью возгорания трансформаторного масла, а также возможный выброс при пожаре большого объема токсичных веществ [3-14]. Поэтому трансформаторные подстанции (ТП) с маслonaполненным оборудованием

монтируются на безопасном расстоянии (отдельно стоящие ТП). ТП с данным типом трансформатора невозможно встраивать в здания или эксплуатировать в условиях с повышенной опасностью (на нефтегазовых, химических, атомных и др. предприятиях) [3-13].

Сухие трансформаторы. В последнее время в мире наметилась тенденция по ужесточению экологических требований и норм, предъявляемых к электрооборудованию. При установке оборудования в густонаселенных районах и закрытых помещениях экологические аспекты дополняются требованиями пожарной безопасности, а также требованием к ограничению занимаемой энергетическим оборудованием площади [3-15].

Кардинальное решение проблемы экологичности и пожаробезопасности силовых трансформаторов высокого напряжения может быть достигнуто путем отказа от трансформаторного масла в пользу газовой изоляции (атмосферного воздуха, элегаза либо их комбинации) и применения сухих трансформаторов [3-15].

Согласно ГОСТ 16110 [3-16] сухим трансформатором называют трансформатор, в котором основной изолирующей средой служит атмосферный воздух или другой газ или твердый диэлектрик, а охлаждающей средой - атмосферный воздух. Таким образом, понятие «сухой трансформатор» является собирательным и включает в себя трансформаторы с воздушной изоляцией, газонаполненные трансформаторы, в том числе элегазовые, трансформаторы с литой изоляцией и другие [3-15].

До конца 50-х годов прошлого века как в нашей стране, так и за рубежом повсеместно применялась технология заливки высоковольтных обмоток сухих трансформаторов эпоксидной смолой в воздухе. В соответствии с этой технологией обмотки высокого напряжения (ВН) пропитывались изоляционным диэлектриком, а затем осуществлялась их сушка. Высоковольтные обмотки трансформатора, залитые по такой технологии эпоксидной смолой в воздухе, имели низкое качество, поскольку в составе катушек имелись различные примеси и газовые микрополости в виде пузырьков воздуха, что во многих случаях приводило к повышенным значениям частичных разрядов, быстрому старению изоляции, снижению срока службы трансформатора, а в некоторых случаях могло вызвать даже аварийный пробой изоляции. «Простота» изготовления пропитанных в воздухе обмоток приводила также и к другим пагубным последствиям: обмотки подвергались увлажнению и абсорбции влаги, что опять-таки вызывало поверхностные разряды и ускоренное старение изоляции; трансформаторы с такими обмотками не

обладали необходимой механической прочностью, стойкостью к сквозным токам КЗ и были достаточно громоздкими [3-17].

Вакуумная технология заливки обмоток трансформаторов, пришедшая на смену ранее широко применявшейся заливке обмоток в воздухе, позволила полностью исключить из состава изоляции различные примеси и газовые микрополости, значительно улучшила диэлектрическую прочность изоляции по отношению к частичным разрядам. Обработанные по этой технологии обмотки получались закрытыми со всех сторон эпоксидной оболочкой толщиной от 5 до 20 мм, что придавало им необходимую жесткость, защищало от влаги и воздействия агрессивной среды [3-17].

Конструкции обмоток и исполнение сухих трансформаторов

Согласно международному стандарту МЭК-726 [3-23], **сухие трансформаторы** классифицируются следующим образом.

1. Незащищенные (серия ТС), т.е. такие, у которых защитный кожух отсутствует, а магнитная система и обмотки охлаждаются окружающим воздухом. В свою очередь незащищенные сухие трансформаторы можно разделить на две группы:

– «открытые» обмотки – рис. 3-14.

В зависимости от условий эксплуатации обмотки выполняются из обмоточных проводов с высокотемпературной изоляцией (арамидная бумага «но-мекс», полиамидно-фторопластовые пленки и пр.). Отечественные производители ОАО «Электrozавод», ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш», ООО «Электрофизика», ОАО «БирЗСТ» и другие выпускают трансформаторы с обмотками такого типа, в основном, на класс напряжения до 20 кВ включительно. Наибольшие значения номинальных напряжения и мощности выпускаемых сухих трансформаторов составляют 35 кВ и 16000 кВА (ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш»);

– капсулированные обмотки – рис. 3-15. В качестве материалов для заливки под вакуумом могут использоваться эпоксидный компаунд, различного типа отвердители, пластификаторы, наполнители для улучшения теплоотдачи и повышения электродинамической стойкости, повышения пожаробезопасности трансформатора. На территории России целый ряд заводов выпускает трансформаторы с обмотками такого типа на классы напряжения до 35 кВ. мощностью до 6300 кВА (ЗАО «Группа СВЭЛ», ЗАО «Энергомаш-

Уралэлектротяжмаш», ОАО «СЗТТ», ЗАО «Трансформер», ОАО «Электрощит» ТМ Самара» и другие).



Рис. 3-14. Трансформатор силовой сухой серии ТС без защитного кожуха двухобмоточный, общего назначения. Выпускаются мощностью от 25 до 1600 кВА напряжением до 10 кВ.



Рис. 3-15. Трансформатор силовой сухой серии ТС без защитного кожуха двухобмоточный, общего назначения. Выпускаются мощностью от 25 до 1600 кВА напряжением до 10 кВ.

Каждая из указанных конструкций обмоток имеет свои достоинства и недостатки. Так, «открытые» обмотки отличает простота изготовления, большая площадь поверхности и более интенсивное охлаждение обмоток, широкий диапазон рабочих температур. Капсулированные обмотки характеризует их защищенность от увлажнения и загрязнения, однако возможность растрескивания изоляции и опасность термоударов ограничивает нижнюю рабочую температуру, которая для данного типа обмоток составляет, как правило, не более 40 °С. Нижняя рабочая температура 60 °С может быть обеспечена путем применения армирующих материалов на основе стекловолокна и технологии вакуумно-нагнетательной пропитки (например, трансформаторы с изоляцией «Транстерм» (монолит-2) производства ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш») [3-15].

Главную изоляцию обмоток сухих силовых трансформаторов выполняют, как правило, воздушно-барьерной. Ввиду низкой электрической прочности чистого воздуха, сухие трансформаторы изготавливают на небольшие классы напряжения (6-20 кВ). Среди отечественных заводов ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш» и ЗАО «Группа СВЭЛ» имеют опыт производства сухих трансформаторов на класс напряжения 35 кВ.

За рубежом сухие трансформаторы в основном производят на классы напряжения до 36 кВ. Вместе с тем, имеются исключения, которые представляют особый интерес в свете повышения класса напряжения сухих трансформаторов [3-15].

2. Защищенные (серия ТЗ), т.е. такие, у которых защитный кожух выполнен таким образом, что окружающий воздух может непосредственно охлаждать магнитную систему и обмотки – рис. 3-16, а, б. Защитные оболочки обеспечивают доступ к трансформатору через съемные панели на длинной стороне трансформатора.

Компанией Siemens в шестидесятых годах прошлого столетия разработаны сухие трансформаторы с обмотками с литой изоляцией типа «Геафоль» [3-18]. С тех пор компания предоставила лицензии на их производство многим крупнейшим производителям электрооборудования во всем мире. В России эта серия сухих трансформаторов получила аббревиатуру ТСЗГЛ.

Преимущества перед другими сухими трансформаторами:

- могут работать в сетях, подверженных грозовым и коммутационным перенапряжениям,
- имеют сниженный уровень шума,

- имеют высокую стойкость к механическим усилиям, возникающим в режиме короткого замыкания,
- обеспечивают полную экологическую и пожарную безопасность.



Рис. 3-16, а. Трансформаторы силовые сухие серии ТС(З)НО с принудительным охлаждением (автоматическое включение вентиляторов для повышения номинальной мощности трансформатора до 40%) с обмотками, изготовленными из проводов с изоляцией «NOMEX» класса нагревостойкости Н (180°С), двухобмоточные, общего назначения мощностью от 400 до 1600 кВА напряжением до 10 кВ.



Рис. 3-16, б. Силовые сухие трансформаторы серии ТС(З)ГЛО с принудительным охлаждением (автоматическое включение вентиляторов для повышения номинальной мощности трансформатора до 40%) с обмотками с литой изоляцией типа «Геофоль» — силовые понижающие трехфазные двухобмоточные общего назначения мощностью от 400 до 2500 кВА напряжением до 10 кВ.

3. Герметичные, т.е. такие трансформаторы, которые окружены воздухом или газом и помещены в защитный кожух, уплотненный таким образом, что отсутствует заметный обмен между внутренним объемом и окружающей атмосферой – рис. 3-17. Такие трансформаторы по образному выражению электротехников, осуществляющих их эксплуатацию, не "дышат" [3-17].

Возможно исполнение, когда сухой трансформатор полностью помещен в герметичный кожух, выполненный таким образом, что окружающий воздух не охлаждает магнитную систему и обмотки, но может сообщаться с атмосферой.



Рис. 3-17. Трансформаторы герметичные сухие в герметичном баке внешнего исполнения У1 серии ТСЗНГ с обмотками, изготовленными из проводов с изоляцией «NOMEX» класса нагревостойкости Н (180°С), двухобмоточные, общего назначения мощностью от 10 до 100 кВА напряжением до 10кВ.

Перегрузочная способность сухих силовых трансформаторов несколько ниже, чем у ТМ (табл. 3-5) [3-2].

Таблица 3-5

Допустимые аварийные перегрузки сухих трансформаторов

Перегрузки по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Конструктивные особенности сухих трансформаторов [3-20]

На рис. 3-18 показаны основные элементы сухого силового трансформатора производства компании Zucchini [3-20].

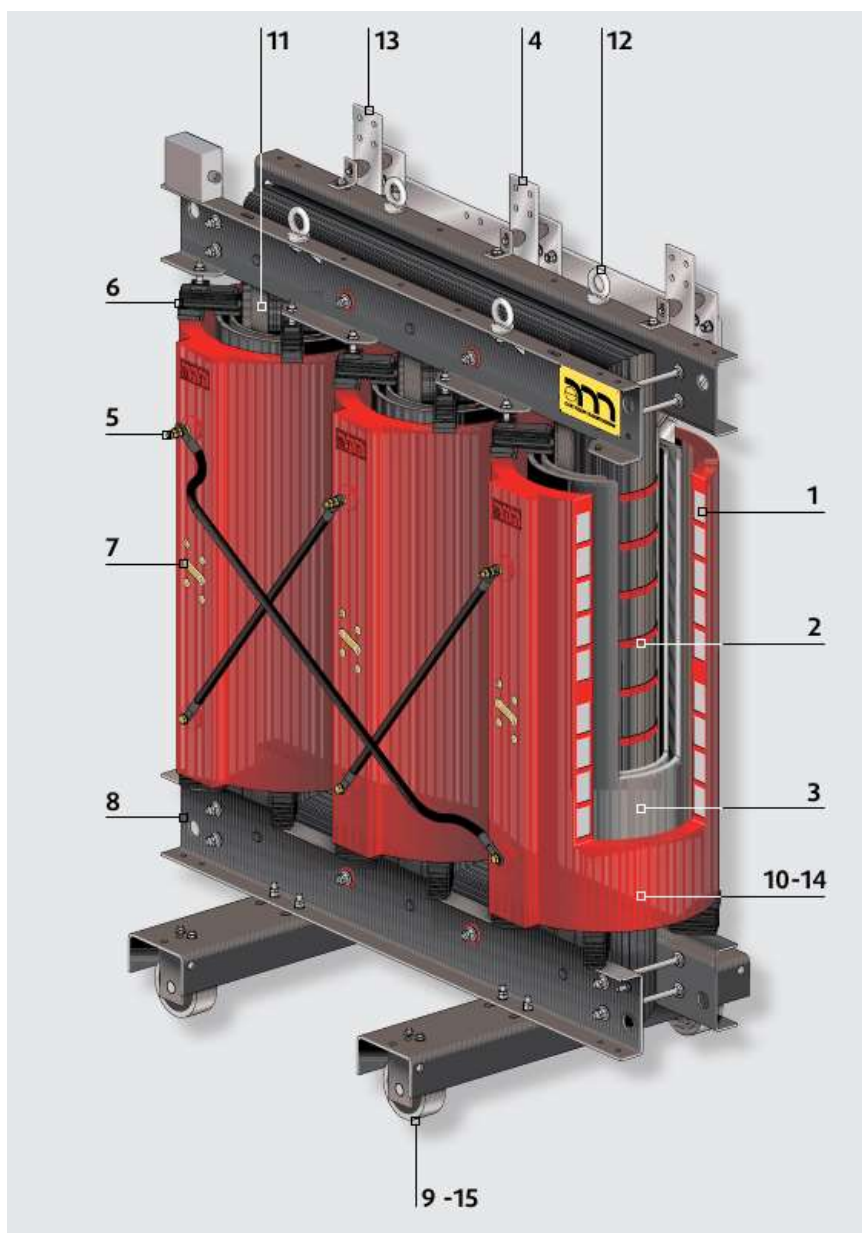


Рис. 3-18. Основные элементы конструкции сухого силового трансформатора.

1 - обмотка высокого напряжения; 2 - магнитный сердечник; 3 - обмотка низкого напряжения, изготовленная из алюминиевой фольги; 4,13 - контактные площадки низкого напряжения; 5 - контактные площадки высокого напряжения; 6 - резиновые вставки, поглощающие тепловое расширение компонентов и вибрацию между сердечником и обмотками, что способствует снижению шума при работе трансформатора; 7 - выводы под перемычки на стороне высокого напряжения; 8 - усиленная несущая рама; 9,15 - ролики для перемещения трансформатора; 10,14 - литая эпоксидная изоляция; 11 – термодатчики; 12 - четыре рым-болта.

Обмотка высокого напряжения изготавливается на компьютеризированных обмоточных станках из цельного рулона алюминиевой фольги, переслаиваемой двойной изоляцией – рис. 3-19. Данная технология производства обеспечивает равномерное распределение изолирующей смолы изнутри и снаружи, что в свою очередь гарантирует равномерное распределение диэлектрического потенциала по всей высоте обмотки, и позволяет не допустить образования трещин во время испытаний и эксплуатации.



Рис. 3-19. Изготовление обмотки высокого напряжения

Обмотка низкого напряжения изготавливается на специальных обмоточных станках. Слои алюминиевой ленты разделены слоями изоляции класса нагревостойкости F или H. После намотки обмотка термически обрабатывается в термокамере, в результате чего создается монолитная конструкция, успешно выдерживающая динамические напряжения, возникающие при коротком замыкании.

Магнитопровод с косым стыком позиций и сборкой «step lap» обеспечивает низкий уровень потерь и тока холостого хода и минимальный уровень шума [3-21] – рис. 3-20.

При необходимости трансформаторы выпускаются с установленными на заводе вентиляторами – рис. 3-21. Специальные тангенциальные вентиляторы позволяют временно увеличить номинальную мощность трансформатора от 15 до 40%, в зависимости от номинала.



Рис. 3-20. Элементы магнитопровода трансформатора



Рис. 3-21. Тангенциальные вентиляторы.

Порядок сборки трансформатора иллюстрируется на рис. 3-22.

Преимущества и недостатки сухих силовых трансформаторов [3-15]

По сравнению с традиционными масляными трансформаторами сухие силовые трансформаторы обладают рядом очевидных преимуществ. Перечислим основные из них:

- экологическая чистота (отсутствие жидкого диэлектрика – трансформаторного масла – исключает угрозу загрязнения окружающей среды вследствие его утечки либо возгорания);
- высокий уровень пожарной безопасности. Ограниченная воспламеняемость изоляции обмоток позволяет свести к минимуму эмиссию токсичных веществ и непрозрачного дыма и существенно сократить возможный ущерб при внутреннем повреждении трансформатора с возгоранием. Это, в свою

очередь, позволяет разместить сухие трансформаторы максимально близко к потребителям, обеспечив тем самым передачу электроэнергии на повышенном напряжении и снижение потерь электроэнергии в сетях низкого напряжения;

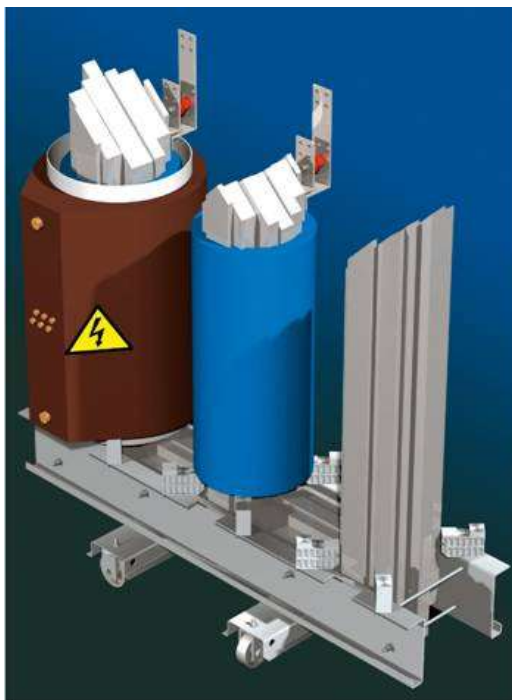


Рис. 3-22. Сборка трансформатора.

- более простой монтаж – не требуется дополнительных мер противопожарной безопасности в местах установки, отсутствует необходимость оборудования прямков для слива масла;

- сниженные расходы на техническое обслуживание и ремонты. Сухие трансформаторы можно отнести к категории оборудования, практически не требующего технического обслуживания. Отсутствует необходимость периодической диагностики состояния, сушки и дегазации трансформаторного масла. Значительно упрощается ремонт сухих трансформаторов, сопряженный с заменой обмоток и основной изоляции;

- значительно более простая конструкция кожуха, при этом масса кожуха меньше массы бака масляного трансформатора, съемные стенки кожуха обеспечивают осмотр и проведение технического обслуживания в регламентируемые сроки. Возможность выполнить на стенках кожуха съемные панели упрощает проведение осмотров активной части (обмоток, магнитопровода, регулировочных отпаяк и прочих деталей) не только при плановых осмотрах, но и в случаях необходимости при ревизиях за все время эксплуатации;

– габаритные размеры сухого трансформатора обеспечивают возможность его установки в существующем отсеке масляного трансформатора (например, при реконструкции подстанции).

К относительным недостаткам сухих силовых трансформаторов по сравнению с масляными трансформаторами следует отнести следующие:

– более высокая стоимость по сравнению с масляными трансформаторами, что связано с увеличением вложения активных материалов (обмоточного провода, электротехнической стали) вследствие увеличения изоляционных расстояний в воздухе по сравнению с соответствующими расстояниями в масле и ухудшением условий охлаждения обмоток:

– несколько большие по отношению к масляным трансформаторам потери холостого хода, что связано с увеличением размеров магнитной системы вследствие сравнительно больших изоляционных расстояний [3-15].

Основные направления развития трансформаторного оборудования [3-1]

Основные направления развития трансформаторного оборудования связаны с требованиями снижения потерь электроэнергии в трансформаторе, уменьшения габаритов и массы, пожаро- и взрывобезопасности, снижения стоимости и экологической чистоты.

Указанные требования реализуются как усовершенствованием технологии изготовления, использованием новых магнитных и изоляционных материалов, совершенствованием методов контроля качества и испытаний, так и улучшением эксплуатации.

Электротехнические стали магнитопроводов силовых трансформаторов должны характеризоваться такими свойствами, как низкий уровень шума, малая магнитострикция, небольшая кажущаяся мощность переманичивания и магнитных потерь. В течение последних лет характеристики электротехнической стали значительно улучшены за счет повышения ориентации, регулирования размеров кристаллов структуры, уменьшения толщины листов до 0,75-0,87 Вт/кг.

Совершенствование конструкции активной части проводится в следующих направлениях: оптимизации соотношений площадей стержней и ярм магнитопровода; применения оригинальных конструкций косых стыков с нахлесткой; использования витых конструкций магнитопровода; улучшения

коэффициента заполнения окна магнитной системы; применения обмоток из фольги.

Большое значение придается и технологии изготовления магнитопроводов. Автоматизация продольного и поперечного раскроя рулонной стали, изготовление пластин без отверстий, с прямым и косым стыком, технология сборки бесшпильчатых магнитопроводов с фиксацией стеклобандажами – рис. 3-23 [3-2], позволили снизить коэффициент увеличения потерь XX в собранных магнитопроводах на 45-50 %.

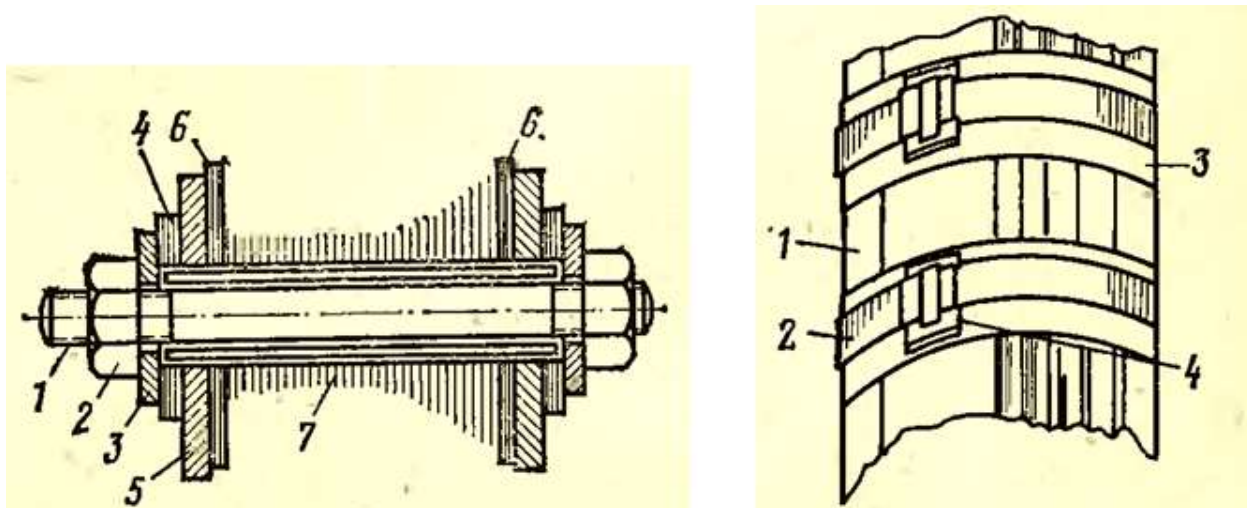


Рис. 3-23. Фиксация опрессовки пластин магнитопровода силового трансформатора шпильками (рисунок слева, устаревшая технология) и бандажами (рисунок справа).

Одним из основных путей развития пожаробезопасных трансформаторов являются трансформаторы с элегазовым охлаждением – рис. 3-24 [3-25]. Применение газа с высокой электрической прочностью – элегаза обеспечивает возможность создания газонаполненных трансформаторов высокого напряжения большой мощности. Так, компания Toshiba (Япония) в 2002 году представила элегазовый автотрансформатор мощностью 400000 кВА класса напряжения 330 кВ. [3-15]

Основные преимущества элегазовых трансформаторов: высокая пожаробезопасность; экологическая чистота; низкий уровень шума (малая звукопроницаемость газа); надежность и малые затраты на эксплуатацию. Элегазовые трансформаторы мощностью до 2500 кВА имеют естественную циркуляцию газа в баке, В более мощных (до 30-40 МВА) требуется принудительная циркуляция элегаза и установка наружных вентиляторов для обдува воздухом. В более крупных элегазовых трансформаторах предполагается использовать испарительное или жидкостное охлаждение. Например, в последние разработки заложено четыре технологических принципа: применение

элегаза под давлением, использование обмоток из фольги, пленочной полимерной изоляции, отдельной герметичной системы охлаждения. Однако элегаз и продукты его разложения нельзя назвать безопасными для экологии и обслуживающего персонала, что накладывает определенные ограничения на применение элегазового оборудования [3-15].



Рис. 3-24. Силовой трансформатор с элегазовой изоляцией фирмы Toshiba, 330 кВ, 400 МВА.

Перспективной может оказаться конструкция трансформатора с экологически чистой, практически инертной негорючей перфторорганической жидкостью, используемой одновременно как изолирующая и охлаждающая среда. Жидкость обладает свойством высокой текучести, заполняет мелкие полости в элементах конструкции, а в точках особой концентрации потерь, где происходит наибольший местный перегрев активных частей, она переходит в кипящее состояние с особо интенсивным съемом тепловой энергии.

Плотность тока в конструкциях может составлять 50 А/мм, электрическая прочность - до 50 кВ/мм, что позволяет обеспечить нормальный тепловой режим активных частей трансформатора. Уменьшение массогабаритных показателей удается получить при разработке специальной конструкции каждого элемента, адаптированного к применению перфторорганической жидкости.

Распределительные трансформаторы (РТ). Известно, что стоимость потерь электроэнергии вследствие гистерезиса и вихревых токов в течение службы РТ равна первоначальной стоимости РТ. Использование в РТ сердечника из аморфных магнитных сплавов позволяет снизить потери в 4 раза [3-22]. Аморфные сплавы на основе железа, никеля, кобальта, титана, магния, кальция, углерода и других элементов в различных комбинациях не имеют кристаллической структуры. Ленты из аморфных сплавов толщиной 5-50 мкм получают путем непрерывной разливки жидкого металла в виде плоской струи и быстрого (до миллиона градусов в секунду) охлаждения на поверхности вращающегося диска – рис. 3-25.

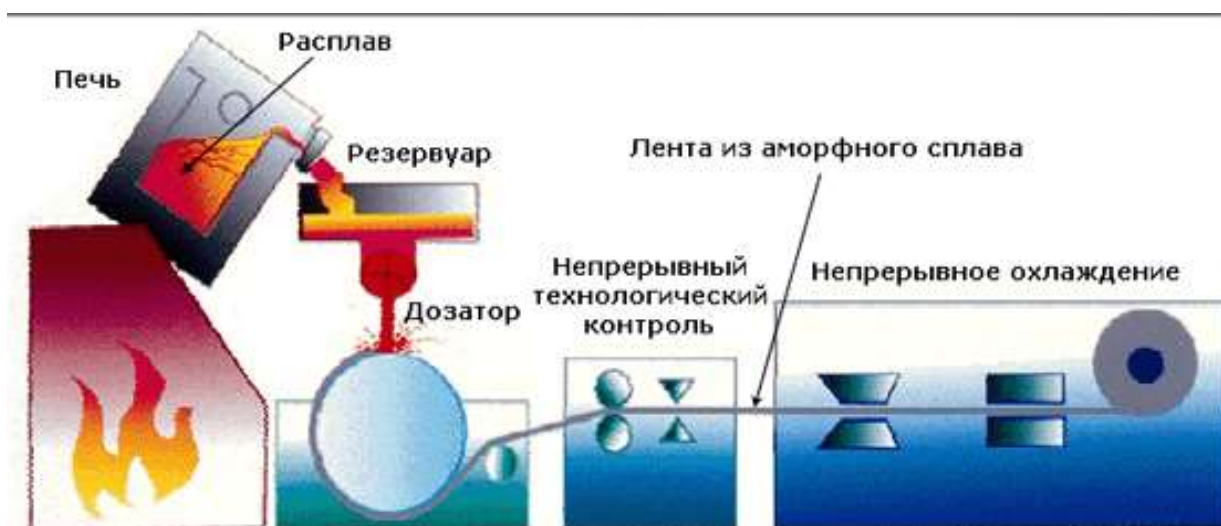


Рис. 3-25. Упрощенная схема технологического процесса получения ленты из аморфного сплава [3-22].

Этому новому классу материалов свойственны магнитная мягкость, механическая твердость, прочность, высокая коррозионная стойкость и очень низкие магнитные потери. Но они имеют и ряд недостатков. Аморфные сплавы насыщаются при относительно небольших индукциях 1,5-1,6 Тл, что требует увеличения массы магнитопровода.

Аморфная сталь наряду с низкими потерями холостого хода, малыми потерями на перемагничивание имеет и другие свойства, отличающие ее от электротехнической стали. Аморфные сплавы - очень хрупкий материал, как

стекло, у них отсутствует кристаллическая решетка, поэтому их еще называют металлическими стеклами (метглассами).

Сердечник из аморфной стали не допускает чрезмерной весовой нагрузки. Поэтому магнитопровод крепится к обмоткам, расположенным на несущей базе (на корпусе), что требует дополнительных мероприятий по увеличению жесткости конструкции.

А в традиционных трансформаторах сердечник из электротехнической стали является несущей конструкцией, поддерживающей всю активную часть.

На рис. 3-26 показана схема производства сердечников трансформаторов.

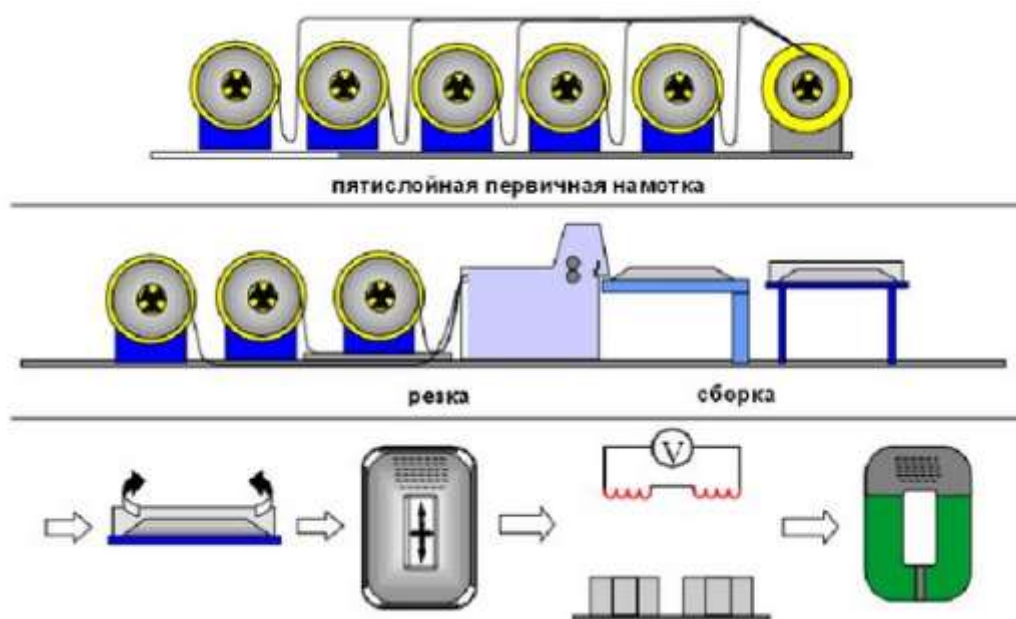


Рис. 3-26. Схема производства сердечников трансформаторов из аморфной стали.

Аморфная лента (ее получение показано на рис. 3-25) сматывается на пять предварительных моталок (поочередно, по мере заполнения предыдущих). Затем лента с моталок сматывается в пять слоев на конечную моталку. Следующим этапом является резка пятислойной ленты и шихтовка пакетов магнитопровода. Пакеты собираются в готовый сердечник, который проходит контроль заданных характеристик. Технологические линии по производству аморфных сплавов достаточно компактны – см. рис. 3-27.

Технология производства аморфной ленты, показанная на рис. 3-25 (и аналогичные ей) позволяет получать ленту шириной порядка 200 мм и толщиной 25 ± 5 мкм. Такая ширина ленты позволяет делать сердечники только для распределительных трансформаторов. Как показывают исследования, производство РТ из амфорных сплавов целесообразно в том случае, если они будут удовлетворять требованиям рабочей индукции $B > 1,35$ Тл, потерям 0,3 Вт/кг, отсутствию охрупчивания при термообработке. Пока из всего спектра

марок аморфных сплавов нет ни одной, которая удовлетворяла бы одновременно всем этим требованиям.



Рис. 3-27. Технологические линии по производству сердечников трансформаторов из аморфной стали.

Малая толщина лент из аморфных сплавов, высокая твердость, относительная хрупкость после термической обработки, необходимой для создания в сердечнике благоприятной магнитной текстуры, чувствительность к напряжениям, обусловленная высокой магнитострикцией, создают определенные трудности при изготовлении РТ. Поэтому обычные конструкции и схемы производства РТ малопригодны. Для решения этой проблемы применяются следующие конструкции магнитопроводов [3-1]:

1. *Тороидальная* – для трансформаторов и автотрансформаторов относительно малых мощностей. В магнитопровод вматываются обмотки, но используется и технология вмотки ленты магнитопровода в изготовленные обмотки.

2. *Навитая* (стержневые и броневые трансформаторы), где магнитопровод прямоугольного сечения имеет П-образную форму. Обмотка вматывается вокруг стержней или вокруг двух тороидов броневых обращенного трансформатора.

3. *Магнитопровод П-образный разрезной*. Пакеты верхнего ярма навитого магнитопровода разрезаются с определенным сдвигом так, чтобы после сборки ярма полученные стыки были разнесены в пространстве.

4. *Шихтованные магнитопроводы*, где слои амфорной стали перемежаются со слоями ориентированной текстурованной электротехнической стали, для трансформаторов больших мощностей.

Вопросам охраны окружающей среды и разработкам в области создания малогабаритных трансформаторов также придается большое значение.

В большинстве стран мира эксплуатируются в основном два типа подстанций на среднем напряжении 6-35 кВ – столбовые трансформаторные и отдельно стоящие закрытые подстанции.

Требованиям экологичности удовлетворяют трансформаторы с кремнийорганической жидкостью, элегазовой изоляцией и с обмотками, залитыми в смолу. Однако такие трансформаторы имеют бóльшие габариты по сравнению с масляными и более высокую стоимость. Работы по уменьшению массы и габаритов распределительных трансформаторов ведутся в следующих направлениях: улучшение коэффициента заполнения окна магнитной системы; применение обмоток прямоугольной формы; изготовление фольговых обмоток; использование проводов с эмалевым или эпоксидным покрытием; улучшение системы охлаждения.

Для увеличения коэффициента заполнения окна магнитной системы необходимо сократить число катушек, расстояние между ними, расстояние в катушке между слоями, то есть усовершенствовать технологию изготовления, улучшить характеристики изоляции обмоток и провода, улучшить диэлектрические характеристики и уменьшить вязкость масла.

В настоящее время разработано и изготовлено большое количество изоляционных и синтетических материалов, которые имеют по сравнению с изоляцией из целлюлозы более низкую диэлектрическую постоянную, менее гигроскопичны, стойки к воздействию масла и механическим воздействиям, имеют более высокую рабочую температуру. Наибольшее распространение получила полиамидная бумага (номекс). Различные эмали на основе полиэстра и эпоксидных смол применяются для изоляции проводов трансформаторов небольших мощностей.

Наиболее рациональной признана конструкция, состоящая из фольговой обмотки низкого напряжения, на которой располагается многослойная обмотка высокого напряжения с эмалевыми проводами. Фольговая обмотка по сравнению со спиральной имеет уменьшенный объем, более устойчива к токам

КЗ и проста в изготовлении. Кроме того, плоская форма листов обмотки улучшает теплопередачу и снижает температуру наиболее нагретых точек - потери на вихревые токи в обмотках из фольги минимальны и на порядок меньше, чем в обычных обмотках.

Применение более качественных трансформаторных масел с низкой вязкостью позволяет сократить изоляционные промежутки между активной частью и баком трансформатора и уменьшить ширину каналов охлаждения. В сочетании с гофрированным герметичным баком достигаются минимальная масса и габариты трансформатора.

В области научно-исследовательских работ трансформаторостроения остаются актуальными направления:

- гибкая и точная методика расчета магнитного поля силовых трансформаторов как основа для расчета потерь, динамических усилий, нагревов;
- методика расчета вибраций;
- методика расчета и методы повышения сейсмической стойкости трансформаторов;
- повышение надежности высоковольтных вводов;
- устройства регулирования напряжения под нагрузкой;
- пожаробезопасные трансформаторы;
- трансформаторы с магнитопроводами из аморфных сплавов;
- силовые трансформаторы с элегазовой изоляцией;
- диагностические устройства, способные интегрироваться в современную систему диагностики станций и подстанций;
- специальное технологическое оборудование, в том числе для производства, монтажа, эксплуатации и ремонта трансформаторов.

4. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Высоковольтные выключатели (включая их приводы) предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением от 6 до 750 кВ включительно (ГОСТ 687-78).

Выключатели эксплуатируются в условиях **умеренного** и (или) **холодного** климата, предусмотренных для *климатических исполнений У* и (или) *ХЛ категорий размещения 1, 2, 3, 4 по ГОСТ 15150-69* и удовлетворяют в части воздействия климатических факторов внешней среды в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Для маломасляных, воздушных генераторных, элегазовых и электромагнитных выключателей климатического исполнения **У**, категории размещения **3** нижнее значение рабочей температуры окружающего воздуха принимается равным минус 25 °С.

Выключатели предназначены для работы на высоте над уровнем моря до 1000 м, за исключением выключателей на номинальное напряжение 750 кВ, предназначенных для работы на высоте до 500 м.

Климатическое исполнение – виды климатического исполнения машин, приборов и других технических изделий.

На территории Российской Федерации определены в ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».

Климатическое исполнение, как правило, указывается в последней группе знаков обозначений технических устройств. Буквенная часть обозначает климатическую зону:

У – умеренный климат;

ХЛ – холодный климат;

УХЛ – умеренный и холодный климат;

Т – тропический климат;

М – морской умеренно-холодный климат;

О – общеклиматическое исполнение (кроме морского);

ОМ – общеклиматическое морское исполнение;

В – всеклиматическое исполнение.

Следующая за буквенной цифровая часть означает категорию размещения:

1 – на открытом воздухе;

2 – под навесом или в помещении, где условия такие же, как на открытом воздухе, за исключением солнечной радиации, атмосферных осадков;

3 – в закрытом помещении без искусственного регулирования климатических условий;

4 – в закрытом помещении с искусственным регулированием климатических условий (вентиляция, отопление);

5 – в помещениях с повышенной влажностью, без искусственного регулирования климатических условий.

Примеры:

ВБКЭ(р)-10-20/630 УЗ	<i>климатическое исполнение - умеренный климат;</i> <i>категория размещения – 3 - в закрытом помещении без искусственного регулирования климатических условий.</i>
ВВ/TEL-20-16/800 У2	<i>климатическое исполнение - умеренный климат;</i> <i>категория размещения – 2 - под навесом или в помещении, где условия такие же, как на открытом воздухе, за исключением солнечной радиации, атмосферных осадков.</i>
А3735 БТЗ	<i>быстродействующий</i> <i>климатическое исполнение - тропический климат;</i> <i>категория размещения – 3 - в закрытом помещении без искусственного регулирования климатических условий.</i>
ВГУ-500Б-40/3150 У1,ХЛ1	<i>климатическое исполнение - умеренный климат; холодный климат;</i> <i>категория размещения – 1 - на открытом воздухе.</i>
ЯЭ-110Л-23(13) У4	<i>климатическое исполнение - умеренный климат;</i> <i>категория размещения – 4 - в закрытом помещении с искусственным регулированием климатических условий (вентиляция, отопление).</i>

Выключатель должен выполнять следующие механические операции и циклы операций при условиях, указанных ниже, с характеристиками работы

механизма выключателя, обеспечивающими нормированные параметры коммутационной способности выключателя [4-1]:

- а) включение (В);
- б) отключение (О);
- в) включение-отключение (ВО), в том числе - без преднамеренной выдержки времени В и О;
- г) отключение-включение (ОВ) при любой бесконтактной паузе;
- д) отключение-включение-отключение (ОВО).

Включение выключателей должно обеспечиваться при напряжении на зажимах электромагнита выключателя (привода) и начальном избыточном давлении (для пневматических и пневмогидравлических приводов) в диапазонах ограниченных нижним и верхним пределами (в процентах номинальных значений указанных величин).

Многие технические параметры определяют надёжность срабатывания защитной аппаратуры. Один из важнейших параметров – предельная коммутационная способность (ПКС). Именно ее обозначают цифры на автоматическом выключателе, которые расположены немногим ниже номинального напряжения и взяты в рамку (см. рис. 4-1).



Рис. 4-1.

В ГОСТе указано, что предельная коммутационная способность определяется значением тока короткого замыкания (КЗ), при протекании которого автоматический выключатель должен отключиться. При этом он может сохранить или не сохранять свою работоспособность. Предельная коммутационная способность – один из основных параметров для выбора и замены автоматического выключателя. Автоматический выключатель должен обладать предельной коммутационной способностью (рабочей отключающей или номинальной отключающей способностью), перекрывающей максимальный ток короткого замыкания. При недостаточной коммутационной способности автомат не только выйдет из строя, но и не обеспечит защиту.

Контроль расхода коммутационного ресурса выключателей в условиях эксплуатации [4-1]

Коммутационный ресурс является показателем надежности выключателей и нормируется ГОСТ как допустимое число отключений (ДЧО). Для большинства выключателей, у которых функции включения и отключения осуществляются одной и той же контактной системой, износ дугогасительного устройства при включении существенно меньше, чем при отключении, и им можно пренебречь при нормальных условиях работы выключателей.

В воздушных выключателях серий ВВН и ВВБ, у которых функции включения и отключения выполняют разные контактные системы, в технической документации дополнительно к ДЧО целесообразно указывать и допустимое число включений (ДЧВ). Такие указания особенно необходимы, если ДЧВ составляет менее половины ДЧО.

Коммутационный ресурс должен характеризоваться вероятностными величинами, так как после выполнения определенного числа коммутационных операций имеется некоторая вероятность отказа выключателя при следующей операции, которая возрастает с увеличением числа коммутаций. Ввиду ограниченных возможностей испытательных установок и большой стоимости коммутационных испытаний практически нет возможности получения вероятностной характеристики коммутационного ресурса выключателей и достоверность представляемых данных по коммутационному ресурсу неодинакова.

В эксплуатации выключатель отключает и включает разные по значению токи КЗ. Поэтому обоснованное определение числа коммутационных операций, после которого выключатель должен быть выведен во внеочередной ремонт,

является сложной задачей, для решения которой имеются различные подходы. Наиболее перспективно определение числа коммутаций, после которого выключатель выводится во внеочередной ремонт, с использованием понятия расхода коммутационного ресурса при отключении или включении.

Ресурс – это суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации до перехода в предельное состояние, а наработка – продолжительность или объем работы объекта [4-2, 4-3]. Величина наработки, а значит и ресурса, для различного электрооборудования (ЭО) измеряется в единицах наработки, например, часах, количествах коммутаций, количествах пусков и т.д. Единицы измерения обычно выбираются в соответствии с назначением ЭО и особенностями его работы. В литературе часто применяют временные единицы измерения ресурса. Однако это не всегда удобно, особенно для ЭО, срок службы которого зависит в основном не от количества часов, которое оно находилось под напряжением, а от количества выполненных им операций. Для выключателей часто применяют в качестве единиц наработки количество коммутаций.

Существующие методы контроля сработанного и остаточного ресурса высоковольтных выключателей можно разделить на две группы:

1. Оценка сработанного и остаточного ресурса на основе данных, предоставляемых заводом-изготовителем. Подавляющее большинство заводов-изготовителей предоставляет данные по начальному ресурсу выключателей, а также данные, необходимые для оценки сработанного и остаточного ресурса при условии работы выключателя в номинальных (расчетных) условиях работы. Эти данные предоставляются как по коммутационному, так и по механическому ресурсу.

2. Оценка сработанного и остаточного ресурса на основе методов и средств технической диагностики, т.е. на основе реального состояния коммутационных аппаратов по данным инструментального контроля.

Как коммутационный, так и механический ресурс подразделяются на начальный, сработанный и остаточный [4-3]. Данные по начальному ресурсу отражены в специализированной нормативно-технической документации, а также в инструкциях, поставляемых с конкретным выключателем. Начальный ресурс можно представить как располагаемый «запас прочности», который имеет конкретный выключатель на начальный момент работы.

Сработанный ресурс отражает степень износа деталей и узлов конкретной единицы оборудования. При этом под сработанным коммутационным ресурсом для выключателя понимают степень износа

дугогасительной камеры, а механический ресурс характеризуется числом циклов включение – произвольная пауза – отключение, выполняемых без тока в главной цепи выключателя [4-3].

Под **остаточным** ресурсом понимают остаток ресурса выключателя после определенного периода эксплуатации и числа операций по отключению и включению нагрузочных токов и токов КЗ [4-3]. На практике необходимо знать вероятность отказа выключателя при отключении (включении) им тока, т.е. произведет выключатель операцию отключения (включения) или откажет. Под остаточным ресурсом, определяющим вывод выключателя в ремонт, следует понимать такой уровень технического состояния выключателя, при котором при отключении им номинального тока отключения его располагаемый ресурс примет отрицательное значение. В условиях эксплуатации очень важно знать величину располагаемого ресурса, так как данный параметр отражает реальное состояние выключателя и позволяет произвести коррекцию межремонтных периодов с учетом обеспечения безотказности работы.

Изучение методов контроля сработавшего и остаточного ресурса высоковольтных выключателей будет выполнено на практических занятиях по дисциплине.

Вакуумные выключатели. Новые разработки [4-1]

В последнее десятилетие во всем мире прослеживается тенденция роста доли вакуумных выключателей в объеме производства разных типов выключателей среднего напряжения. Вакуумные выключатели имеют ряд преимуществ перед выключателями других типов:

- большой коммутационный ресурс;
- высокую надежность;
- отсутствие необходимости в замене и пополнении дугогасящей среды и масляного хозяйства;
- высокую износостойкость при коммутации номинальных токов и токов КЗ;
- минимум издержек в эксплуатации и простоту эксплуатации;
- быстрое восстановление электрической прочности $(10-50)10^3$ В/мкс;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- повышенную устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам;
- произвольное рабочее положение вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) в конструкции выключателя;

- широкий диапазон температур окружающей среды, в котором может работать ВДК (от -70 до +200 °C);

- бесшумность, чистоту, удобство обслуживания, обусловленные малым выделением энергии в дуге и отсутствием внешних эффектов при отключении токов КЗ;

- отсутствие загрязнения окружающей среды; высокое быстродействие, применение для работы в любых циклах АПВ; легкую замену ВДК.

К недостаткам можно отнести:

- возможность генерирования перенапряжений до (5-7) U_{ϕ} при коммутациях индуктивных токов, например при отключении ненагруженных трансформаторов и пусковых токов электродвигателей;

- трудности при создании и изготовлении, связанные с контактными материалами, сложностью вакуумного производства;

- большие вложения, необходимые для осуществления технологии производства, и поэтому большая стоимость.

Электрическая прочность вакуума значительно выше прочности других сред, применяемых в выключателях, за счет увеличения длины свободного пробега атомов и молекул. По этой же причине процесс восстановления электрической прочности промежутка между контактами при отключении тока протекает в вакууме значительно быстрее, чем в газах.

Применяемые в вакуумных выключателях ВДК на напряжение 10 кВ номинальным током отключения до 31,5 кА имеют зазоры между контактами 4-10 мм, поэтому с небольшими габаритами легко достигаются высокие скорости и малые времена срабатывания. Погасание электрической дуги удастся получить при первом же прохождении тока через нуль, т.е. через 0,02 с, однако при отключении относительно большего тока случается, что погасание дуги происходит не при первом, а при втором или третьем подходе тока к нулю. Эрозия контактов под действием дуги незначительна, проблема ухудшения вакуума на протяжении длительного времени эксплуатации решена, что означает практически неограниченный срок службы и отсутствие ревизий и ремонтов. 80% отказов вакуумных выключателей приходится на приводы, системы управления и контроля.

В эксплуатации вакуумные выключатели преобладают при напряжении до 36 кВ. Их основная область применения – комплектные распределительные устройства. Вакуумные выключатели могут использоваться не только как коммутирующие устройства цепей переменного тока, но и как токоограничивающие выключатели, отключающие аварийный ток при его

нарастании, не дожидаясь естественного нуля тока. Вакуумные выключатели могут применяться как управляемые разрядники для быстрого подключения различных устройств и ограничения перенапряжений. Вакуумные выключатели могут отключать постоянный ток. При токе 1000 А и напряжении 10 кВ они отключаются путем расхождения контактов в вакууме. При больших значениях тока постоянный ток с помощью конденсатора превращается в переменный и отключается при первом прохождении его через нуль.

Вакуумная дугогасительная камера состоит из герметической стеклянной или керамической оболочки, в которой создается вакуум порядка $1,3 \cdot 10^{-5}$ Па (10⁻⁶ мм. рт. ст.). Внутри камеры расположены электростатические экраны, подвижный и неподвижный контакты. Подвижный контакт укреплен в оболочке на металлическом сильфоне, обеспечивающем необходимую подвижность контакта и одновременно – герметичность внутренней полости оболочки. Габариты камеры зависят от номинального напряжения, тока и тока отключения – рис. 4-2. Внешний вид выключателя приведен на рис. 4-3.

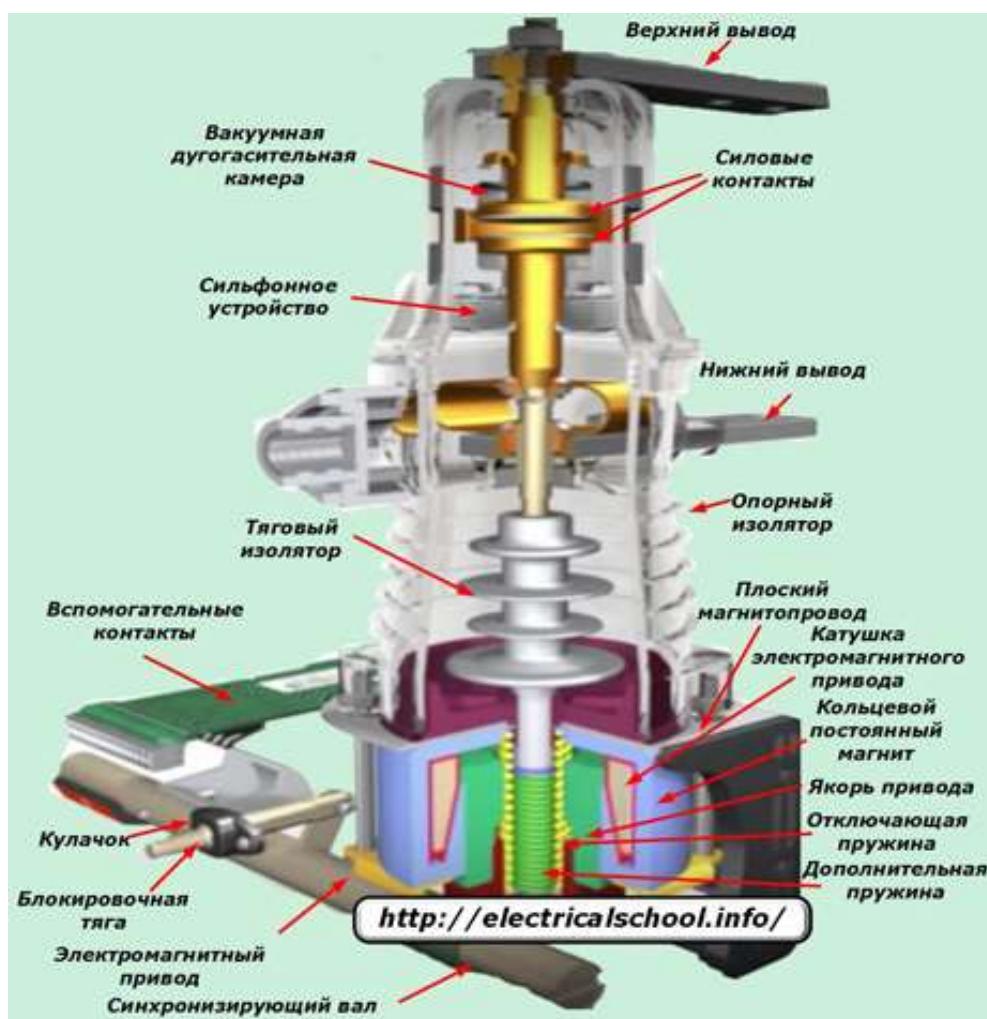


Рис. 4-2. Конструкция вакуумного выключателя [4-4].



Рис. 4-3. Внешний вид вакуумного выключателя.

При включения вакуумного выключателя и сближении главных контактов до их соприкосновения происходит пробой вакуумного промежутка и образуется электрическая дуга. Поэтому медленное сближение контактов приводит к дополнительному выделению тепла, расплавлению металла контактов и их свариванию в одной или нескольких точках. Вибраций контактов внутри камеры также недопустима, она вызывает распыление и разбрызгивание металла, что уменьшает контактную поверхность, ухудшает рабочую поверхность, увеличивает слой напыленного металла на внутренней поверхности оболочки. Это снижает электрическую прочность и сокращает срок службы камеры.

Редкие отказы в гашении дуги в вакуумном выключателе, возможные из-за механических или технологических дефектов, не приводят к серьезным разрушениям всего выключателя или близко расположенного другого оборудования; при небольших токах КЗ дуга не распространяется за пределы дефектной камеры. Известные с начала применения ВДК особенности коммутации токов со значительными срезами и перенапряжениями требуют особого внимания к этим процессам при конструировании и эксплуатации вакуумных выключателей. Отечественная и зарубежная практика показывает, что обеспечение электромагнитной совместимости вакуумных выключателей с установками, в которых они применяются, снижение перенапряжений при коммутациях достигаются применением ВДК с достаточно малыми токами среза

и установкой защитных устройств – нелинейных ограничителей перенапряжений, демпфирующих RC-цепей, разрядников и других совместимых устройств.

Вакуумные выключатели с номинальным напряжением 110 кВ и выше. Являются высокотехнологичным оборудованием. Лишены таких недостатков как пожароопасность и трудоемкость в процессе эксплуатации, что свойственно масляным и воздушным выключателям, а также в будущем не будет вопросов, связанных с необходимостью утилизации элегаза, что свойственно элегазовым выключателям [4-5, 4-6].

На российском рынке присутствуют два предприятия, изготавливающие вакуумные выключатели на класс напряжения 110 кВ:

- ООО «НТЭАЗ Электрик», входящее в Концерн «Высоковольтный союз». Предприятие выпускает вакуумные выключатели на класс напряжения 110 кВ типа (ВРС-110 кВ с одним разрывом на фазу).

- НПП «Контакт», г. Саратов. Предприятие выпускает вакуумные выключатели на классы напряжения 110 кВ (типа ВВП-110) и 220 кВ (типа ВВП-220) [4-6].

Вакуумные выключатели ВРС-110 – рис. 4-4. Применяются для комплектации открытых распределительных устройств 110 кВ трансформаторных подстанций, могут применяться для расширения существующих подстанций.



Рис. 4-4. Вакуумные выключатели ВРС-110.

Выключатель имеет цельнолитые полюса с кремнийорганической изоляцией. В полюсах используются специально разработанные для данного

выключателя вакуумные камеры. Пружинный привод обеспечивает возможность ручного включения и отключения выключателя. Шкаф управления приводом расположен сбоку от корпуса выключателя, что обеспечивает удобный и безопасный доступ к нему.

Основные технические параметры приведены в табл. 4-1

Таблица 4-1

Основные технические параметры выключателя ВРС-110 [4-5]

Номинальное напряжение, кВ	110	
Номинальный ток, А	2500	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5	40
Ток термической стойкости, кА (3 с)	31,5	40
Ток электродинамической стойкости, кА	81	102
Полное время отключения, мс, не более	47	
Собственное время включения, мс, не более	80	
Собственное время отключения, мс, не более	32	
Механический ресурс, циклов ВО	10 000	
Коммутационный ресурс при номинальных токах, циклов ВО	10 000	
Коммутационный ресурс при номинальных токах отключения, циклов ВО	25	

Вакуумные выключатели серии ВВП – рис. 4-5.



а



б

Рис. 4-5. Вакуумные выключатели серии ВВП: а - ВВП-110, б – ВВП-220.

Выключатель ВВП-110 III – 31,5 / 2000 УХЛ1 изготовлен в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69; предназначен для работы на высоте над уровнем моря до 1000 м; диапазон температуры окружающего воздуха при эксплуатации: от плюс 40 °С до минус 60 °С.

Выключатель состоит из трех полюсов, которые установлены на корпусе механизма переключения, и шкафа привода. Каждый полюс состоит из двух дугогасительных блоков. Шкаф с приводом установлен под механизмом переключения.

Основные технические параметры приведены в табл. 4-2

Таблица 4-2

Основные технические параметры выключателей серии ВБП [4-5]

Параметр	ВБП-110	ВБП-220
Номинальное напряжение, кВ	110	
Номинальный ток, А	2000	
Номинальный ток отключения, кА	31,5	
Ток термической стойкости, кА (3 с)	31,5	
Ток электродинамической стойкости, кА	80	нет
Полное время отключения, мс, не более	75	данных
Собственное время включения, мс, не более	120	
Собственное время отключения, мс, не более	50	
Механический ресурс, циклов ВО, не менее	10000	
Коммутационный ресурс при номинальных токах, циклов ВО	10000	
Коммутационный ресурс при номинальном токе отключения: - операций О - операций В	25 13	
Наработка на отказ, циклы В-тп-О, не менее	2000	

Основные преимущества и недостатки вакуумных выключателей 110 кВ и выше.

Преимущества вакуумных выключателей 110 кВ:

- высокий коммутационный ресурс – 10 000 циклов В/О (в 2 раза больше чем у элегазовых)
- низкие эксплуатационные расходы (не требуют дозаправок газом);
- возможность эксплуатации в широком температурном диапазоне от -60 (без дополнительного обогрева) до +50 °С;
- являются экологически безопасным оборудованием (не происходит утечек элегаза, воздуха или технических жидкостей в окружающую среду);
- не требуют дополнительных расходов на утилизацию масла или элегаза;
- высокая заводская готовность (не требуют дозаправок техническими жидкостями и газами при монтаже), что сокращает время на их монтаж (требуется 6-8 часов).

Недостатками технологии вакуумных выключателей можно считать их ограниченное применение по классам напряжения (до 220 кВ). Связано это со сложностью в создании выключателей с небольшими габаритами (сложно оптимизировать габариты вакуумных дугогасительных камер, ВДК), сложность

обеспечения восстановления электрической прочности в ВДК после погашения дуги. Эрозионные процессы и термический разогрев контактов значительно ограничивают скорость и уровень восстановления электрической прочности ВДК [4-6].

Элегазовые выключатели [4-1]

Свойства элегаза. Элегаз (электротехнический газ) представляет собой шестифтористую серу SF_6 . При рабочих давлениях и обычной температуре элегаз – бесцветный, без запаха, не горюч, в 5 раз тяжелее воздуха. Элегаз не стареет, т.е. не меняет своих свойств с течением времени, при электрическом разряде распадается, но быстро рекомбинирует, восстанавливая первоначальную диэлектрическую прочность. При температурах до 1000 К элегаз инертен и нагревостоек, до температур порядка 500 К химически не активен и не агрессивен по отношению к металлам, литьевой смоле и резинам.

Элегаз является «электроотрицательный» газом. Его молекулы в электрическом поле обладают способностью захватывать электроны, образуя малоподвижные, тяжелые отрицательные ионы. Благодаря этому элегаз обладает высокой электрической прочностью. При давлении 0,23 МПа разрядное напряжение в элегазе равно разрядному напряжению трансформаторного масла. В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, в несколько раз превышающим ток, отключаемый в воздухе при том же давлении: молекулы элегаза улавливают электроны дугового столба; потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т.е. при газовом дутье, электроны из дугового столба поглощаются еще более интенсивно.

Эксплуатационная способность элегаза улучшается в равномерном поле, поэтому конструкция отдельных элементов выключателя должна обеспечивать наибольшую равномерность и однородность электрического поля.

В неоднородном поле появляются местные повышенные напряженности электрического поля, которые вызывают коронирующие разряды. Под действием этих разрядов элегаз разлагается, образуя низшие фториды, действующие неблагоприятно на конструкционные материалы, используемые в дугогасящем устройстве. Во избежание разрядов поверхности металлических экранов, выравнивающих поле, должны быть чистыми, гладкими, без заусенцев. Грязь, пыль, металлические частицы на поверхности экранов создают локальную неоднородность поля, ухудшающую электрическую прочность элегазовой изоляции.

Высокая диэлектрическая прочность элегаза обеспечивает высокую степень изоляции при минимальных размерах и расстояниях, а надежное гашение дуги и охлаждаемость элегаза увеличивают отключающую способность выключателей и уменьшают нагрев токоведущих частей. Применение элегаза позволяет при прочих равных условиях увеличить токовую нагрузку на 25 %.

Недостатком элегаза является переход его в жидкое состояние при сравнительно высоких температурах (минус 40 °С), что определяет дополнительные требования к температурному режиму элегазового оборудования в эксплуатации, например, бак элегазового выключателя нагревают до +12 °С.

Гашение дуги в элегазе. В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях, за счет интенсивного охлаждения дуги потоком газа. Дуга, вращаясь под действием электромагнитной силы, охлаждается за счет принудительной конвекции тем больше, чем больше отключаемый ток. При отключении больших токов линейная скорость дуги может достигать скорости звука. Эта скорость остается все еще высокой близки нуля тока, так как векторы магнитной индукции и тока намеренно сдвинуты по фазе относительно друг друга и их произведение значительно. Дуга вращается так быстро, что используются простые медные проводники в качестве дугогасящих контактов без применения термостойких сплавов. При этом возникает лишь износ переходного электрода, однако этот износ невелик, так как переброс дуги, имеющий место в начальный период ее гашения, происходит очень быстро.

При малых токах скорость перемещения дуги мала как раз перед нулем тока. Деионизация пространства между контактами будет не слишком быстрой, и коммутационные перенапряжения окажутся незначительными. В результате в элегазовом выключателе отсутствуют срезы тока, которые могут приводить к возникновению больших перенапряжений при работе вакуумных выключателей.

В элегазовых выключателях применяются два принципа гашения дуги. В выключателях с *вращающейся дугой* в начале гашения дуга возникает между двумя круговыми проводниками. Эти устройства просты и компактны, так как в них использованы только электромагнитные дугогасящие воздействия для охлаждения дуги. *Принцип продольного дутья* состоит в том, чтобы заставить газ перемещаться в параллельном направлении вокруг столба дуги для уменьшения ее энергии. Скорость потока газа не одинакова в течение всего времени горения дуги. Очень небольшая на максимуме полуволны тока, она увеличивается при его уменьшении до нуля. Для управления этим потоком газа используется

геометрия зоны, в которой дуга гасится. По крайней мере один из контактов имеет форму сопла, внутри которого дуга находится под воздействием расширяющегося газа, запасенного под давлением в процессе операции отключения. Дуга поэтому располагается в центре дугогасящего устройства. Поток, подогреваемый воздействием дуги, расширяется за счет теплообмена в нисходящей части трубчатого контакта. Основными особенностями этого принципа гашения дуги являются: сформированное дутье, сила которого может изменяться за счет выбора разности давления, геометрии зоны гашения дуги или расширяющегося сопла; высокая осевая скорость, равная сверхзвуковой в центре дугового столба с очень высокой температурой, и скорость, близкая к скорости звука во внешних слоях, являющихся зоной высокой теплопроводности, обусловленной диссоциацией молекул элегаза; из-за турбулентных процессов между упомянутыми выше скоростными областями они становятся очень нестабильными при приближении тока к нулю. Эти процессы увеличивают теплообменную поверхность между дугой и потоком. В этот момент имеет место также теплопередача за счет конвекции и в особенности теплопроводности, тогда как излучение играет второстепенную роль; время дутья, которое можно продлить после прекращения протекания тока благодаря соответствующему выбору различных степеней сжатия газа; дутье таким образом очищает пространство между контактами и восстанавливает его диэлектрические свойства.

Таким образом, продольное дутье позволяет рассеять выделенную энергию в любое время небольшой инъекцией газа, результатом чего является эффективное и плавное прекращение горения дуги. После окончания термодинамической закупорки сопла эффективность продольного дутья заключается в ускоренном движении газов вокруг дугового столба, находящегося внутри сопла.

Типы элегазовых выключателей. Различные конструкции выключателей с продольным дутьем с точки зрения потребления энергии их приводами отличаются способом создания разности давлений, необходимой для дугогашения. Одним из типов элегазовых выключателей является автокомпрессионный выключатель – рис. 4-6, а, б. Компрессионное устройство, объединенное с подвижным контактом, создает увеличение давления, необходимое для гашения дуги, непосредственно в момент коммутации. Оно позволяет создавать выключатели на все уровни напряжения и большие отключаемые токи.

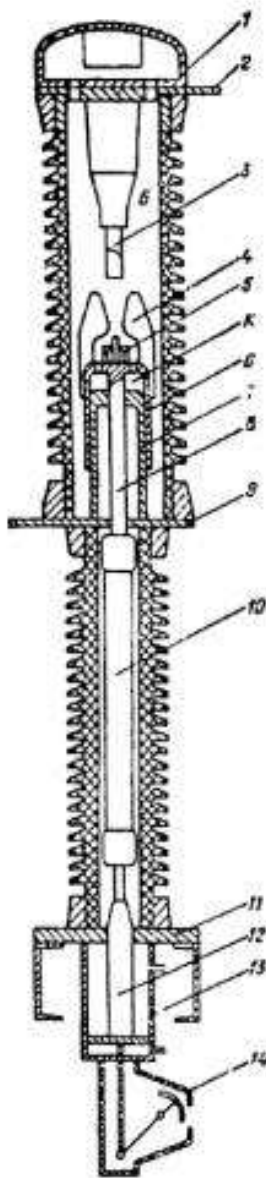


Рис. 4-6, а. Автокомпрессионный элегазовый выключатель [4-7].

Контакты 5 и 3 разомкнуты. Токосвод к неподвижному контакту 3 осуществляется через фланец 2, а к подвижному контакту 5 через фланец 9. В верхней крышке 1 монтируется камера с адсорбентом. При включении элегазового выключателя срабатывает пневмопривод 13 (жестко закрепленный на фланце 11), шток 12 которого соединен через изоляционную тягу 10 и стальной стержень 8 с подвижным контактом. Последний жестко связан с фторопластовым соплом 4 и подвижным цилиндром 6. Вся подвижная система элегазового выключателя (элементы 12 – 10 – 8 – 6 – 5) движется вверх относительно неподвижного поршня 7 и полость К дугогасительной системы элегазового выключателя увеличивается. При отключении элегазового выключателя шток 12 приводного силового механизма тянет подвижную систему вниз и в полости К создается повышенное давление элегаза по сравнению с давлением в камере Б. Такая автокомпрессия элегаза обеспечивает истечение газовой среды через сопло, интенсивное охлаждение электрической дуги, возникающей между контактами 3 и 5 при отключении. Указатель положения 14 дает возможность визуального контроля исходного положения контактной системы элегазового выключателя.

Другим типом является выключатель, в котором дуга гасится за счет термического расширения газа, известный как автогазовый выключатель. В нем сама дуга подогревает газ в объеме вокруг сопел и поэтому увеличивает его давление. В одном варианте используется объем вокруг контактов; дутье в нуле тока происходит за счет давления, созданного в этом объеме во время горения дуги. В другом варианте добавляется магнитное дутье, чтобы вызвать движение дуги горячих, и холодных газов в нагретом объеме, предупреждая сильное увеличение температуры. В обоих вариантах эффективность гашения дуги зависит от отключаемого тока. Поэтому для отключений небольших токов нужен вспомогательный поршень, дающий достаточное дутье без перенапряжений.

В основе третьего типа лежит упрощенный принцип термического расширения, заключающийся в оптимизации геометрии и скорости движения контактов применительно к конкретным отключаемым токам и номинальным напряжениям и позволяющий отказаться от использования для гашения дуги магнитного поля и вспомогательного поршня.



Рис. 4-6, б. Выключатель элегазовый колонкового типа GL 314

Конструкции элегазовых выключателей. Элегазовые выключатели среднего напряжения могут быть разнообразных конструкций, потому что элегаз используется как изолирующая и дугогасящая среда. В большинстве выключателей основные части помещены внутри изолирующего корпуса: главная цепь, дугогасящая камера, контакт между подвижным и неподвижным частями, управляющая тяга и т.д. – рис. 4-7, а, б.



Рис. 4-7, а. Выключатель элегазовый баковый.

Конструкция главных контактов влияет на энергию, необходимую приводу выключателя для коммутационных операций. Возможны три вида контактов: подвижные контакты движутся аксиально, а дугогасящие используются в качестве главных контактов; подвижные контакты движутся аксиально, а его главные контакты расположены концентрично дугогасящим контактам; главные контакты выполнены в виде ножей и движутся вращательно.

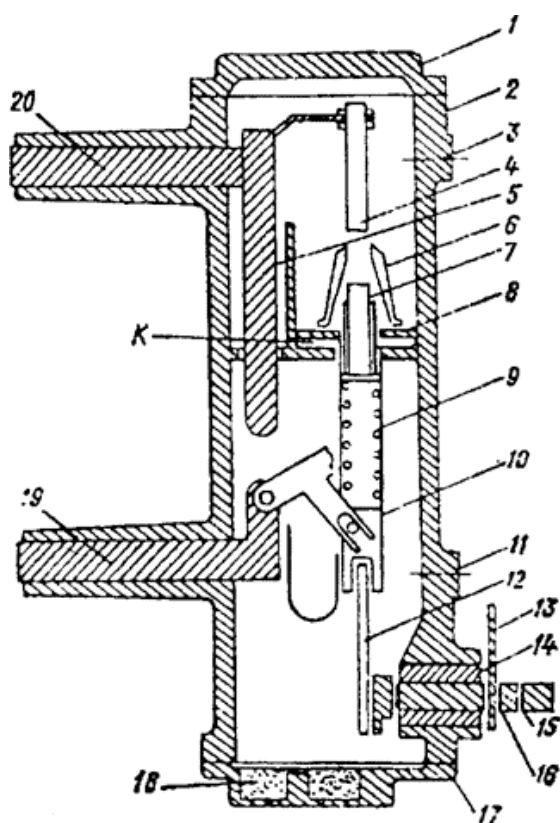


Рис. 4-7, б. Конструкция элегазового выключателя на средние классы напряжения.

Внутри герметичного корпуса 2 из синтетической смолы - главный токоведущий контур 5, образуемый верхним 20 и нижним 19 вводами и разъединителем рубящего типа. Параллельно контуру 5 имеется дугогасительный контур с неподвижным контактом 4 и подвижным контактом 7. Газовое дутье из-под двигающегося поршня 8 через изоляционное сопло 6 создается благодаря перемещению поршня 8 в неподвижном цилиндре и сжатию элегаза в полости К. Подвижная система выключателя приводится в действие пружинным приводом (на рисунке не показан) через рычаг 13, изоляционную тягу 12 и направляющую 10. Последняя жестко соединена с поршнем 8 и ножом разъединителя. Вал 16 с хвостовиком 15 вводится в корпус 2 через уплотнение 14. Корпус 2 сверху и снизу закрывается крышками 1 и 17, которые приклеиваются к корпусу

специальным клеем, то есть образуется неразборная герметичная конструкция. С помощью соединений 3, 11 камера крепится к металлическому каркасу ячейки. В камере имеется адсорбент 18, поглощающий влагу и газообразные продукты разложения элегаза, образующиеся под действием дуги. Во включенном положении направляющая 10 поднята вверх, дугогасительные контакты замкнуты (нижний контакт 7 взводит пружину 9), а главная цепь замкнута ножом разъединителя. При отключении направляющая 10 движется вниз и обеспечивает размыкание разъединителя и далее дугогасительных контактов. Возникающая между ними дуга обдувается потоком элегаза и гаснет при переходе тока через нулевое значение.

Гибридные выключатели [4-7]

Элегаз обладает превосходными диэлектрическими характеристиками. У него высокая теплопроводность, и способность к "самовосстановлению", или регенерации после прерывания электрической дуги. Все это позволило конструкторам использовать элегаз как для прерывания дуги, так и для изоляции высоковольтных выключателей [4-8]. В последние годы, оборудование данного класса начало использоваться области более низких напряжений, в виде комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ). В этих устройствах элегаз применяется для системы изоляции, а для прерывания электрической дуги используются вакуумные прерыватели.

Описанные выше свойства SF₆, на первый взгляд, не должны вызывать угрозы безопасности персоналу, что обычно и имеет место, когда элегаз находится в чистом состоянии. Рекламирование SF₆, как нетоксичного газа может ввести в заблуждение пользователей, которые не будут представлять себе возможного риска во время работы системы. Особенно это касается работ по очистке, проводимых после отказов, связанных с ударами молнии или отказом внутреннего оборудования. Когда элегаз подвергается воздействию электрической дуги, могут выделяться токсичные побочные продукты. Самым худшим вариантом является воздействие дуги в присутствии влажности. Элегазовые выключатели и продукты, в которых применяется элегазовая изоляция, используют поглотители влаги (адсорбенты), впитывающие любую влагу, попадающую в камеру, содержащую SF₆. Но, если уровень влажности превышает поглощающую способность адсорбента, то в процессе нормального прерывания дуги возможно образование токсичных побочных продуктов. Аналогичные последствия может вызвать излишняя влага, попавшая в камеру с SF₆ во время работ, связанных с обслуживанием оборудования.

Побочные продукты SF₆, подвергшегося воздействию электрической дуги, проявляются в виде газов, или в виде белой порошкообразной субстанции. Некоторые из побочных продуктов показаны в табл. 4-3.

Таблица 4-3.

Газообразные побочные продукты распада SF₆ и их типичная концентрация при повторном искрении [4-7]

Химическая формула	Название соединения	Экспериментальная концентрация (процент от объема)
HF	Фтороводород	1.0
SOF ₂ (SF ₄) _b	Тетрафторид серы	0.5
SOF ₄	Окись тетрафторида серы	0.085
SiF ₄	Тетрафторид кремния	0.085
S ₂ F ₁₀ (SF ₅) _c	Дисульфит декафторида	0.025
SO ₂ F ₂	Сернистый фторид	0.006
SO ₂	Двуокись серы	0.002

В результате воздействия приведенных выше соединений на организм человека, возможны появления раздражений глаз, кожи, носа и горла, отека легких, бронхитов, и других повреждений легких. Концентрированный раствор фтороводорода (HF) может вызвать тяжелые, глубокие и уродливые ожоги. Попадание фтороводорода внутрь организма может вызвать аритмию, и привести к смертельному исходу [4-9].

В США, во время ремонта электрического оборудования, шестеро рабочих подверглись воздействию побочных продуктов элегаза (Kraut и Lilis 1990). Рабочие испытали такие симптомы, как жжение в глазах и слезотечение, раздражение в носу и кровотечение, раздражение в горле, тяжесть в груди, одышку, учащенное дыхание, кашель (в одном случае, с кровью) тошноту и рвоту, слабость и головные боли. Большинство симптомов проявились в течение недели после того, как люди подверглись воздействию побочных продуктов распада элегаза. У некоторых рабочих эти симптомы сохранялись в течение месяца, а в одном случае – в течение года. Никаких долговременных последствий не наблюдалось. Химический анализ места работы квалифицированно идентифицировал присутствие соединения SF₄ [4-10].

Помимо опасностей для персонала, представляемых элегазом, подвергшимся воздействию электрической дуги, даже чистый газ SF₆ может быть опасным для окружающей среды. Хотя он нетоксичен, и не разрушает озон, он, по оценке агентства США по защите окружающей среды, является наиболее сильным парниковым газом. Парниковые газы не разрушают озоновый слой, но они удерживают тепло Земли, оказывая влияние на глобальное изменение климата. Имея потенциал содействия глобальному потеплению в 23900 раз больше, чем у CO₂, и сохраняясь в атмосфере в течение 3200 лет, один фунт (450 г) элегаза оказывает такое же влияние на глобальное потепление, что и 11 тонн CO₂. Несколько стран уже предприняли политические шаги по ограничению использования элегаза - например, Австралия, установила налог в 450 австралийских долларов за килограмм импортируемого элегаза - и другие страны, скорее всего, последуют ее примеру. Учитывая эту тенденцию, компания Alstom разработала решение, в рамках которого предлагает высоковольтные выключатели, не использующие SF₆ [4-11]. Наиболее привлекательным подходом является применение вакуумной технологии для прерывания тока. Эта технология уже десятилетиями используется в приложениях для среднего напряжения, и стала почти универсальной для этого уровня.

Сравнение элегазовых и вакуумных выключателей [4-12].

Благодаря значительной диэлектрической прочности и большой теплопроводности газа SF₆, элегазовые выключатели используются для обеспечения защиты при высоких напряжениях. С другой стороны, вакуумные выключатели используются для средних напряжений (5-38 кВ) и уже есть разработки на 110 и 220 кВ. Используемое SF₆ электрическое оборудование

компактно, оно требует меньшего пространства для установки. Но при этом SF_6 относится к парниковым газам, и представляет собой угрозу окружающей среде, поскольку при высоких температурах этот газ весьма токсичен. В противоположность этому, вакуумные выключатели не наносят вреда окружающей среде. Для их создания используются перерабатываемые материалы, такие как стеклянные контейнеры и металлические компоненты. Они имеют долгий срок эксплуатации, компактные размеры, и небольшой вес. Однако у них невысокие изоляционные характеристики длинного вакуумного разрыва. Из-за высокой стоимости вакуумных выключателей, элегазовые выключатели распространены гораздо больше.

В случае элегазовых выключателей прерываются высокочастотные переходные токи небольшой величины. В случае вакуумных выключателей очень быстрая деионизация обеспечивает прерывание любых токов, независимо от их величины. Трудовые затраты на обслуживание элегазовых выключателей высоки, в то время, как материальные затраты незначительны. Для вакуумных выключателей все обстоит как раз наоборот.

Конструкция гибридного выключателя [4-12].

На рис. 4-8 изображен гибридный выключатель, основанный на оптоволоконном управлении, соединяющем вакуумный и элегазовый выключатели.

В этой схеме используется устройство управления, которое синхронизирует координатные движения обоих прерывателей до микросекунд. Верхняя шина клеммы вакуумного выключателя соединяется с входной шиной, а нижний клеммный блок соединяется с верхней клеммой шины элегазового выключателя. Нижняя клемма шины элегазового выключателя соединяется в выходной шиной. Рабочий привод элегазового выключателя и устройство синхронизации находятся под низким потенциалом. Устройство синхронизации гибридного выключателя получает управляющий сигнал системы и выполняет операцию синхронизации для работы вакуумного и элегазового выключателя соответственно.

Гибридный выключатель обладает следующими преимуществами над элегазовыми и вакуумными выключателями [4-12]:

- выключатель этого типа способен отключать короткие замыкания линии при высоком напряжении;

- не требуется большая сила при его коммутациях, и снижается размер и стоимость выключателя;
- доступны различные стандарты этой конструкции, которые могут использоваться как для отдельно стоящих выключателей, так и для компактных выключателей в составе комплектных подстанций;
- он обладает отличной способностью справляться с быстро растущим восстанавливающимся напряжением;
- может быть сформирован базовый модуль прерывателя для напряжений 145 кВ и выше.



Рис 4-8. Структурное представление гибридного выключателя.

Токоограничивающее оборудование на основе высокотемпературной сверхпроводимости [4-13]

Программа модернизации и технического перевооружения производственной базы электроэнергетики направлена не только на качественные преобразования, но и на внедрение новых, прогрессивных технологий. Проведенный анализ возможных качественно новых

технологических решений показал, что одним из таких решений может быть создание оборудования и применение технологий, основанных на явлении сверхпроводимости, т.е. состоянии некоторых видов материалов, обладающих сопротивлением близким к нулю при их охлаждении до низких температур.

Различаются два вида сверхпроводимости:

- низкотемпературная (НТСП), соответствующая температуре жидкого гелия (4,2 градуса по шкале Кельвина);
- высокотемпературная (ВТСП), соответствующая температуре жидкого азота (77 градусов по шкале Кельвина).

Первые работы в мировой практике по практическому использованию явления низкотемпературной сверхпроводимости в электрофизических и энергетических установках начались с 1961 года. В 60-е годы в СССР было создано уникальное высокотехнологическое производство материалов, переходящих в состояние сверхпроводимости при температуре жидкого гелия. Это производство обеспечило стране положение одного из двух мировых лидеров в пионерских сверхпроводниковых разработках. На этой основе были разработаны и введены в эксплуатацию уникальные сверхпроводящие магнитные системы (СМС), обеспечившие проведение научных исследований по физике высоких энергий и элементарных частиц (ускорители, детекторы), создание первых в мире установок для термоядерных исследований с магнитным удержанием плазмы (Токамаки) и других, в том числе специальных применений. Кроме того, были разработаны и изготовлены сверхпроводниковые прототипы всех основных представителей электротехнического оборудования, включая генераторы, двигатели, трансформаторы, индуктивные накопители энергии, сверхпроводниковые кабели.

Испытания прототипов оборудования продемонстрировали их качественное превосходство над оборудованием традиционного исполнения по эффективности, массогабаритным показателям и пожаробезопасности. Сегодня НТСП технология успешно реализуется при создании устройств индустриальной физики, в первую очередь в медицине при создании сверхпроводниковых магниторезонансных томографов. В настоящее время Россия является поставщиком сверхпроводящих кабелей для международного проекта создания установки термоядерного синтеза ИТЕРА.

Положение со сверхпроводниковой технологией радикальным образом изменилось после открытия в 1986 году высокотемпературных сверхпроводников с более высокими рабочими температурами вплоть до температуры кипения жидкого азота (77,4 К). Эта технология наряду с

совершенствованием криогенной техники создала предпосылки для преодоления коммерческого барьера при использовании сверхпроводниковых технологий на основе ВТСП-материалов в электроэнергетике и других областях промышленности. ВТСП-материалы превосходят традиционные НТСП-материалы как по пропускной способности, так и по соотношению качество/цена.

С этими достижениями связаны начавшиеся в мире (США, страны ЕС, Япония, Южная Корея, Китай, Индия и др.) процессы разработки и применения в электроэнергетических системах технологий со сверхпроводниковыми материалами и оборудованием, в том числе сверхпроводниковых кабелей, синхронных компенсаторов, токоограничителей и индуктивных накопителей энергии.

Применение сверхпроводящего оборудования и технологий в электроэнергетике дает:

- сокращение потерь электроэнергии примерно в 2 раза,
- снижение массогабаритных показателей оборудования,
- повышение надежности и продление срока эксплуатации электрооборудования за счет снижения старения изоляции,
- повышение надежности и устойчивости работы энергосистем,
- повышение качества электроэнергии, поставляемой потребителям,
- повышение уровня пожарной и экологической безопасности электроэнергетики,
- создание принципиально новых систем энергетики при совмещении с другими инновационными подходами за счет синергетического эффекта.

Высокотемпературные токоограничители (ВТСП ТО) [4-13]

ВТСП ТО представляет собой токоограничивающее устройство, включаемое в защищаемую часть сети. Основное преимущество ВТСП ТО заключается в его возможности иметь существенно низкое сопротивление по сравнению с эксплуатируемыми токоограничивающими реакторами в нормальном режиме и практически безинерционно увеличивать его до требуемой величины при коротком замыкании. Это позволяет использовать ВТСП ТО в сетях напряжением 10-500 кВ с целью координации токов КЗ с отключающей способностью коммутационной аппаратуры.

Включение токоограничителей в определенные узлы энергосистемы позволит продлить срок службы коммутационной аппаратуры и создаст условия для ее постепенной замены современным оборудованием.

Работы по созданию опытно-промышленной эксплуатации ВТСП ТО активно проводятся в промышленно развитых странах (США, Япония, Швейцария и др.)

Перспективы развития коммутационной аппаратуры высокого напряжения [4-14]

В РФ проблема замены устаревших аппаратов стоит особенно остро. По степени оснащенности современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Причем продолжается эксплуатация выключателей, устаревших очень давно (воздушные выключатели серий ВВН, ВВШ, ВВ, масляные баковые выключатели типа МКП и др.).

Одна из основных задач в области коммутационной аппаратуры – повышение ее надежности.

В мире регулярно проводится анализ отказов аппаратов. В Исследовательском комитете АЗ СИГРЭ функционирует рабочая группа по изучению надежности оборудования высокого напряжения. Надежность оборудования зависит как от своевременной разработки аппаратов новых поколений, так и от своевременной замены устаревших аппаратов в эксплуатации.

Другая важная задача – снижение массо-габаритных характеристик и материалоемкости аппаратов, уменьшение их числа за счет использования прогрессивных технических решений. При этом выполнение этой задачи не должно приводить к снижению надежности оборудования.

К важным можно отнести и задачу снижения эксплуатационных затрат, создания практически необслуживаемого в течение всего срока службы оборудования. В мире ужесточаются требования по экологической чистоте оборудования, и решения, которые раньше считались приемлемыми, сегодня подвергаются пересмотру. Во многих случаях задача обеспечения экологической чистоты выходит на первый план.

Наконец, следует отметить в числе важных задач снижение энергопотребления коммутационных аппаратов (в частности, уменьшение энергопотребления приводами аппаратов). Эта соответствует тем серьезным усилиям, которые предпринимаются в мире в части энергосбережения.

Совершенствование парка коммутационных аппаратов, находящихся в эксплуатации [4-14]

По данным СИГРЭ в последние 10 лет в классах напряжения 63 кВ и выше в мире не вводилось в эксплуатацию практически никаких других выключателей, кроме элегазовых.

Вакуумные выключатели в настоящее время в основном используются в средних классах напряжения, поэтому их количество невелико. Если же проанализировать состав выключателей с возрастом от 10 до 20 лет, то можно заметить, что и среди них явно преобладают элегазовые выключатели (примерно 30% приходится на маломасляные выключатели). И только среди очень старых выключателей (с возрастом от 20 до 30 лет) элегазовых меньше, чем маломасляных и воздушных, но больше, чем баковых масляных.

Распределение эксплуатируемых выключателей по типам в России не соответствует тому, что имеет место в мире. Так, среди выключателей на напряжение 110 кВ и выше в настоящее время преобладают баковые масляные выключатели, а количество элегазовых составляет около 3%. Значительная часть эксплуатируемых масляных и воздушных выключателей отработала установленный нормативными документами срок службы. К настоящему времени число таких выключателей составляет 40%.

Совершенствование парка эксплуатируемых аппаратов в мире будет двигаться по пути наращивания доли элегазовых выключателей и КРУЭ, вакуумных выключателей и аппаратов нетрадиционных конструкций при постоянном снижении доли устаревших аппаратов. Доля вакуумных выключателей и КРУ на их основе до 2020 года будет расти опережающими темпами в классах напряжения до 170 кВ (в РФ до 220 кВ) в связи с ужесточением в мире экологических требований к аппаратам.

К 2030 году в мире в связи с ужесточением экологических требований элегаз и смеси на основе элегаза, как изоляционная и дугогасительная среда будут использоваться в новых разработках только при напряжениях выше 330 кВ. Элегазовые аппараты будут вытесняться вакуумными выключателями, КРУ с вакуумными выключателями и сжатым воздухом в качестве изоляции (КРУВВ), а также аппаратами на базе полупроводников и сверхпроводимости.

В РФ обновление парка эксплуатируемых выключателей идет намного медленнее, чем за рубежом. Соответственно, сдвигаются и сроки замены устаревших аппаратов. Если учесть, что в настоящее время практически все установленные выключатели в энергосистемах устарели, то существует

необходимость к 2020 году заменить 50% установленных выключателей, а к 2030 году – 80% установленных выключателей. В первую очередь должна производиться замена воздушных и масляных выключателей серий ВВН, ВВ, У, МКП, ММО.

Совершенствование характеристик коммутационных аппаратов высокого напряжения [4-14]

В мире непрерывно проводятся работы по повышению эффективности дугогашения, расширению области применения новых аппаратов, поиску нетрадиционных решений, снижению воздействий на оборудование, повышению надежности и уменьшению энергопотребления.

Повышение эффективности дугогашения с целью увеличения напряжения на разрыв выключателя и снижения энергии привода. Для повышения эффективности дугогашения в мире широко используются расчетные методы. Моделируются процессы при отключении тока, рассчитывается распределение электрического поля в дугогасительном устройстве. Для элегазовых выключателей высокого напряжения используется комбинированный способ гашения дуги, когда дуга при токах короткого замыкания гасится за счет автогенерации давления, а при малых токах – автопневматическим способом. Повышение эффективности дугогашения дает возможность увеличить напряжение на один разрыв выключателя. В настоящее время уже созданы элегазовые выключатели на напряжение 362–550 кВ (последняя цифра для баковых выключателей и КРУЭ) с одним разрывом и вакуумные выключатели на напряжение 145 кВ с одним разрывом в полюсе. Технически возможно и дальнейшее увеличение напряжения на один разрыв. Однако следует отметить, что наилучшие технико-экономические показатели характерны для аппаратов с более умеренными значениями напряжения – для элегазовых колонковых выключателей при напряжении около 300 кВ на разрыв, для выключателей КРУЭ – 400–500 кВ, а для вакуумных выключателей – 70–80 кВ на разрыв.

Ужесточение экологических требований дало толчок к созданию во многих странах экологически чистых вакуумных выключателей и КРУ на их базе на напряжение выше 72,5 кВ взамен элегазовых. В ближайшие годы ожидается рост выпуска вакуумных выключателей и КРУ с вакуумными выключателями и сжатым воздухом в качестве изоляции (КРУВВ) на напряжение до 170 кВ. К 2030 году они в основном вытеснят из производства и эксплуатации элегазовые

выключатели. Повышение эффективности дугогашения дает возможность применять простые, дешевые пружинные привода с малой потребляемой энергией вместо гидравлических вплоть до напряжения 800 кВ. 26

Снижение габаритов и материалоемкости КРУЭ. Использование одноразрывных выключателей в КРУЭ на напряжение до 420 кВ дает существенное снижение габаритов и материалоемкости. Кроме того, значительное снижение размеров достигается за счет использования нетрадиционных (оптических) измерительных трансформаторов. Вместе с применением пружинного привода перечисленные технические решения являются типичными для современных КРУЭ нового поколения.

Снижение размеров КРУЭ достигается и размещением трех фаз в одном корпусе, что перспективно до напряжений 330 кВ.

В РФ наблюдается отставание в области разработки и применения нетрадиционных измерительных трансформаторов. Такие работы в РФ единичны. В Японии в эксплуатации находится более 600 нетрадиционных измерительных трансформаторов на напряжение до 550 кВ.

Повышение надежности и срока службы коммутационных аппаратов. Большое внимание за рубежом уделяется изучению надежности аппаратов высокого напряжения, опыта их эксплуатации. Так в настоящее время срок службы делительных конденсаторов значительно ниже (всего 15–20 лет) срока службы самих выключателей, который в настоящее время достигает 40 лет. Возможно в будущем повышение срока службы до 50 лет. Причины выхода из строя делительных конденсаторов изучаются, основной из них считаются воздействия на конденсаторы во время операций отключения. Прорабатывается возможность создания выключателей без делительных конденсаторов.

Большую роль в повышении надежности играет использование систем диагностики и мониторинга оборудования. Так, для повышения надежности КРУЭ оснащаются контроллером, который выполняет функции диагностики, мониторинга, управления и защиты.

Проводимый анализ отказов оборудования показывает, что его надежность снижается, если не принимаются специальные меры. Например, в Японии надежность выключателей высокого напряжения за последние годы заметно снизилась (частота больших аварий выросла до 0,16 на 100 выключателей в год, а малых – до 0,64 на 100 выключателей в год). Это связано с электрической эрозией, износом и старением элегазовых выключателей, установка которых началась 35 лет назад.

Рабочая группа А3.06 Исследовательского комитета А3 СИГРЭ готовит обзор данных о надежности коммутационной аппаратуры, который охватывает 42 000 выключателей, 220 000 разъединителей и заземлителей и 15 000 КРУЭ.

Аппараты с управляемой коммутацией (самоуправляемые аппараты).

Число выключателей с управляемой коммутацией за рубежом непрерывно растет. Управляемая коммутация решает проблему предотвращения опасных бросков тока и перенапряжений, увеличения ресурса оборудования и его надежности. Применение выключателей с управляемой коммутацией является шагом в направлении совмещения функций управления и защиты оборудования. Совмещение систем управляемой коммутации с системами диагностики и мониторинга приведет к созданию так называемых «умных» аппаратов или аппаратов, обладающих «интеллектом». Такие аппараты получат широкое распространение к 2020 году, а к 2030 году все вновь устанавливаемые аппараты будут оснащены такими системами. Применение для управляемой коммутации быстродействующих управляемых коммутаторов (разрядников) расширит возможности «умных» аппаратов.

Совмещение функций коммутационных аппаратов. Создание комбинированных аппаратов и объединение функций аппаратов являются очень важными направлениями развития, реализация которых дает возможность выбирать простые, высокоэкономичные компоновки подстанций. Такие технические решения обеспечивают уменьшение количества оборудования на подстанции, уменьшение требуемой для его установки площади и объема, улучшение экологических характеристик.

В настоящее время в мире проводятся работы по объединению функций выключателя и разъединителя, а также разъединителя и заземлителя в одном аппарате. Исследуется возможность применения схем подстанций без разъединителей, когда функции разъединителя выполняет высоконадежный выключатель или когда выключатель оснащен прозрачными изоляторами для контроля положения контактов. Выполняются работы по повышению коммутационной способности разъединителей. К 2020 году совмещение функций выключателя и разъединителя станет обычной практикой, а к 2030 году все вновь устанавливаемые аппараты будут рассчитаны на совмещение функций нескольких аппаратов.

Альтернативные способы коммутации. В настоящее время не получено новых диэлектрических материалов, по совокупности электроизоляционных, дугогасительных и эксплуатационных свойств, превосходящих элегаз и вакуум. Уровень развития полупроводниковой техники и сверхпроводящих устройств в

настоящее время таков, что аппараты с использованием полупроводниковых приборов и сверхпроводимости не могут конкурировать с традиционными аппаратами. Однако в мире в этих направлениях развернуты серьезные работы, и можно прогнозировать, что появление альтернативных аппаратов является делом недалекого будущего.

Применение ограничителей тока на базе высокотемпературных сверхпроводящих материалов сдерживается высокой стоимостью этих устройств по сравнению с традиционным оборудованием. С развитием технологии сверхпроводников, улучшением их характеристик к 2020 году ограничители тока найдут широкое применение в сетях среднего напряжения. Этому будет способствовать внедрение сверхпроводимости и в другом электротехническом оборудовании, например, в трансформаторах, кабелях и др.

К 2030 году промышленностью будут выпускаться в основном экологически чистые аппараты, среди которых достойное место найдут и ограничители тока на базе высокотемпературной сверхпроводимости, и полупроводниковые (гибридные) аппараты.

Поиск новых диэлектрических сред для изоляции и дугогашения, возможно, даст результат к 2020 году. Задача усложняется тем, что экологические требования с каждым годом ужесточаются. В случае успеха с 2020 года начнется использование новых диэлектрических материалов в качестве изоляции и для дугогашения.

5. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ

Основное назначение разъединителей – создание видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением.

Разъединители не имеют дугогасительных устройств и поэтому предназначаются, главным образом, для включения и отключения электрических цепей при отсутствии тока нагрузки и находящихся только под напряжением или даже без напряжения.

Различие в конструкциях разъединителей внутренней и наружной установок объясняется условиями их работы. Разъединители наружной установки должны иметь приспособления, разрушающие ледяную корку, образующуюся при гололеде. Кроме того, их используют для отключения небольших токов нагрузки и их контакты снабжаются рогами для гашения дуги, возникающей между расходящимися контактами.

Требования, предъявляемые к разъединителям [5-1]

Требования, предъявляемые к разъединителям с точки зрения обслуживания их оперативным персоналом, заключаются в следующем:

- разъединители должны создавать ясно видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения установки;
- приводы разъединителей должны иметь устройства жесткой фиксации ножей в каждом из двух оперативных положений: включенном и отключенном. Кроме того, они должны иметь надежные упоры, ограничивающие поворот ножей на угол, больший заданного;
- разъединители должны включаться и отключаться при любых наихудших условиях окружающей среды (например, обледенении);
- опорные изоляторы и изоляционные тяги должны выдерживать механические нагрузки, возникающие при выполнении операций;
- главные ножи разъединителей должны иметь блокировку с ножами заземляющего устройства, исключающую одновременного включения тех и других.

Выполнение операций с разъединителями [5-1]

В распределительных устройствах операции по отключению и включению разъединителей присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должны

выполняться после проверки отключенного положения выключателя на месте его установки.

В цепях, содержащих выключатели с пружинными приводами, операции с разъединителями следует выполнять при ослабленных пружинах, чтобы избежать случайных включений выключателей во время производства операций с разъединителями.

Прежде чем отключить или включить разъединители, необходимо произвести их внешний осмотр. Разъединители, приводы и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операций. Запрещаются операции с разъединителями под напряжением, если на изоляторах обнаружены трещины.

Включение разъединителей ручным приводом следует выполнять быстро и решительно, но без удара в конце хода. При появлении между контактами дуги ножи разъединителей не следует отводить обратно, так как при расхождении контактов дуга может удлиниться, перекрыть промежуток между фазами и вызвать КЗ. Операция включения во всех случаях должна проводиться до конца. При соприкосновении контактов дуга погаснет, не причинив повреждений оборудованию.

Отключение разъединителей, наоборот, проводят медленно и осторожно. Вначале делают пробное движение рычагом привода, чтобы убедиться в исправности тяг, отсутствии качаний и поломок изоляторов. Если в момент расхождения контактов возникнет дуга, разъединители необходимо немедленно включить и до выяснения причины образования дуги операции с ними не производить.

Личная безопасность персонала, выполняющего операции с разъединителями [5-1]

При выполнении любой операции с разъединителями, находящимися под напряжением, выполняющий операцию (и контролирующий его действия – в случае участия в переключениях двух лиц) должен предварительно выбрать такое место у привода аппарата, чтобы избежать травм от возможных разрушений и падений вниз изоляторов разъединителя вместе с закрепленными на них токопроводящими элементами, а также защитить себя от прямого воздействия электрической дуги при ее возникновении.

Не рекомендуется в момент проведения операции смотреть на контактные части аппарата. Однако после завершения операции включения или отключения

проверка положений главных ножей разъединителей и ножей стационарных заземлителей является обязательной, поскольку на практике неоднократно наблюдались случаи недовключения главных ножей, неотключения ножей стационарных заземлителей отдельных фаз, попадания ножей мимо контактных губок, обрывы тяг от приводов и т.д. При этом каждая фаза разъединителей должна проверяться отдельно, независимо от фактического положения ножей других фаз и наличия механических связей между ними.

Использование разъединителей для отключения уравнительных токов и небольших токов нагрузки [5-1]

Способность разъединителей включать и отключать зарядные токи кабельных и воздушных линий, токи намагничивания силовых трансформаторов, уравнительные токи (это ток, проходящий между двумя точками электрически связанной замкнутой сети и обусловленный разностью напряжений и перераспределением нагрузки в момент отключения или включения электрической связи) и небольшие токи нагрузки подтверждена многочисленными испытаниями, проведенными в энергосистемах. Это нашли отражение в ряде директивных материалов, регламентирующих их использование.

Так, в закрытых распределительных устройствах 6-10 кВ разъединителями допускается включение и отключение намагничивающих токов силовых трансформаторов, зарядных токов линий, а также токов замыкания на землю, не превышающих следующих значений:

- *При напряжении 6кВ*: намагничивающий ток – 3,5 А. Зарядный ток – 2,5 А. Ток замыкания на землю – 4,0 А.

- *При напряжении 10кВ*: намагничивающий ток – 3,0 А. Зарядный ток – 2,0 А. Ток замыкания на землю – 3,0 А.

Установка между полюсами изоляционных перегородок позволяет увеличивать включаемый и отключаемый ток в 1,5 раза.

Разъединители часто снабжаются стационарными заземлителями, что представляет возможность не прибегать к установке переносных заземлений на оборудовании, выводимом в ремонт, и тем самым исключает нарушения правил безопасности, связанных с процессом установки переносных заземлений.

Конструктивное исполнение разъединителей

Любой разъединитель состоит из следующих конструктивных элементов – рис. 5-1:

1. Силовой рамы, размещенной на безопасной высоте;
2. Опорных изоляторов, жестко смонтированных на раме по концам образуемого разрыва для каждой фазы;
3. Контактной системы, обеспечивающей надежное прохождение номинального тока линии и исключающей в разомкнутом состоянии подачу напряжения на участок, выделенный для обслуживания;
4. Системы управления перемещением ножей.

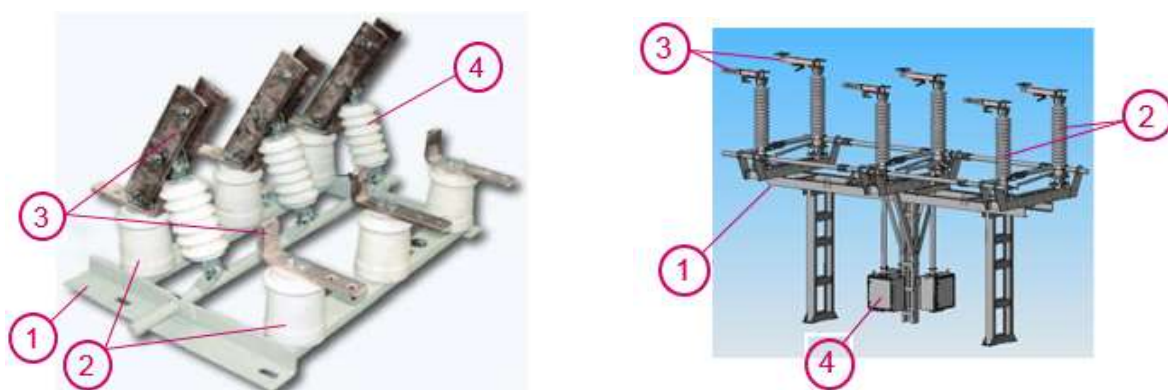


Рис. 5-1. Основные конструктивные элементы разъединителя.

Разъединитель горизонтально-поворотный РГП-110П/1250 УХЛ1 трехполюсный с двумя заземляющими ножами [5-2]. Разъединитель обеспечивает основную функцию – видимый разрыв. Предназначен для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения. Также разъединитель используется для заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей, которые отвечают за безопасное производство работ на отключенном участке.

Разъединители серии РГП-110 выполняются с продольным (килевым) расположением полюсов в трехполюсном исполнении – рис. 5-2, а также с параллельным расположением полюсов в одно- и трехполюсном исполнении – рис. 5-3.

При параллельным расположением полюсов поворот ножей в сторону соседней фазы – рис. 5-3, вынуждает увеличивать габарит между опорными изоляторами для обеспечения требуемого по ПУЭ воздушного промежутка «фаза-фаза».

Поэтому появились конструкции с вертикальным перемещением ножей разъединителя.



Рис. 5-2. Разъединитель с килевым расположением полюсов.

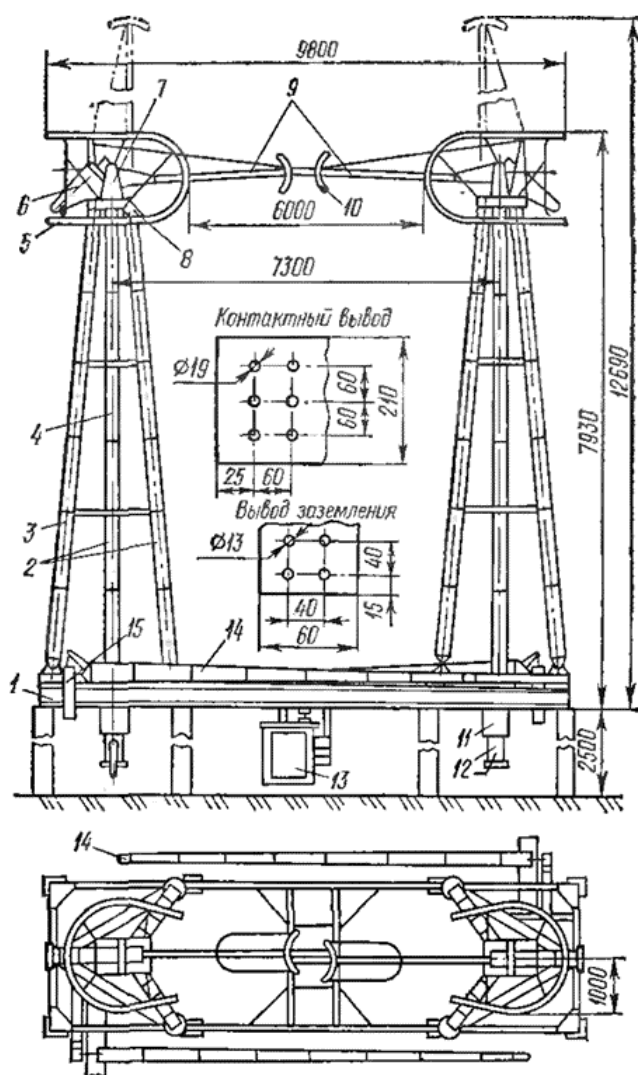


Рис. 5-3. Разъединитель РГПЗ-2-110П/1250 УХЛ1 с параллельным расположением полюсов.

Разъединитель вертикально-поворотный РНВЗ-750П (трехполюсный с 2 заземляющими ножами) – рис. 5-4. Главные ножи управляются электродвигательным приводом ПДН-1У1, заземляющие – ручным приводом ПРН-1У1 с электрической блокировкой между ними.

Разъединитель имеет три варианта исполнения: без заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом и с двумя. Заземляющий нож представляет собой сварную ферменную конструкцию из алюминиевых труб. Он устанавливается на конце рамы (справа, слева или с обеих сторон) в подшипниках и снабжается

пружинным механизмом, компенсирующим момент, создаваемый массой ножа. Нож поворачивается в вертикальной плоскости. Неподвижные контакты, в которые врубаются заземляющие ножи, установлены внутри пространственных экранов.



б

а

Рис. 5-4. Разъединитель РНВЗ-750П/4000 У1 вертикально-поворотного типа [5-3]:

а – основные элементы и габариты; б – внешний вид. 1 – рама; 2 – опорная изоляционная конструкция; 3 – опорный изолятор; 4 – поворотный изолятор; 5 – экран; 6 – механизм компенсации массы главного ножа; 7 – передача; 8 – неподвижный контакт заземляющего контура; 9 – контактные ножи; 10 – экран; 11 – кронштейн; 12 – привод ручной ПРН-1У1 для управления заземляющими ножами; 13 – электродвигательный привод ПДН-1У1; 14 – заземляющий нож; 15 – механизм компенсации массы заземляющего ножа.

Разъединители рассчитаны на работу при толщине корки льда 20 мм и тяжении подводящих проводов 1470 Н. Масса разъединителя без заземляющих

ножей составляет 7120 кг, с одним заземляющим ножом – 7920 кг, с двумя ножами – 8780 кг [5-3].

В требованиях, изложенных в Положении ФСК ЕЭС «О единой технической политике в электросетевом комплексе», запрещается применять при строительстве и реконструкции электросетевых объектов разъединители вертикально - рубящего типа напряжением 110-750 кВ – рис. 5-5. **Вероятная причина запрета:** при повреждениях устройств, фиксирующих нож в верхнем положении, под собственным весом ножа возможно его самопроизвольное перемещение и внезапное исчезновение видимого разрыва электрической цепи.



Рис. 5-5. Одна из возможных конструкций такого разъединителя. Производитель – фирма НАРАМ, тип – VSSBIII. Выпускается на напряжение 245 – 550 кВ.

Что касается рассмотренного выше вертикально-поворотного разъединителя РНВЗ-750П – у него для устранения видимого разрыва необходимо движение двух контактных ножей. Вероятность одновременного выхода из строя фиксирующих устройств на двух ножах мала.

На разъединителях внутренней установки до 10 кВ включительно, при их горизонтальном монтаже (см. рис. 5-6) вероятность самопроизвольного или ошибочного замыкания ножей разъединителя дополнительно снижается установкой (при необходимости) на ножи и контакты отключенного разъединителя изолирующих колпаков и изолирующих накладок – рис. 5-7.

На разъединителях более высокого напряжения использовать такие дополнительные защитные средства затруднительно.



Рис. 5-6. Разъединитель внутренней установки 6-10 кВ.



Рис. 5-7. Колпаки и накладки изолирующие на напряжение выше 1000 В.

Колпаки предназначены для применения в электроустановках до 10 кВ, конструкция которых по условиям электробезопасности исключает возможность наложения переносных заземлений при проведении ремонтов, испытаний и определении мест повреждения.

Колпаки изготавливаются двух типов:

- для установки на жилах отключенных кабелей;
- для установки на ножах отключенных разъединителей.

Конструкция колпаков должна позволять их надежное закрепление на жилах кабелей, а также возможность установки на ножи разъединителей при помощи оперативной штанги.

Установка и снятие колпаков должны производиться двумя работниками с применением изолирующей штанги и диэлектрических перчаток.

При работе в сборках с вертикальным расположением фаз последовательность установки колпаков снизу вверх, снятия – сверху вниз.

Накладки применяются в электроустановках до 20 кВ для предотвращения случайного прикосновения к токоведущим частям в тех случаях, когда нет возможности оградить рабочее место щитами. В электроустановках до 1000 В накладки применяют также для предупреждения ошибочного включения рубильников.

Конструкция и размеры накладок должны позволять полностью закрывать токоведущие части.

В электроустановках выше 1000 В применяются только жесткие накладки. В электроустановках до 1000 В можно использовать гибкие накладки из диэлектрической резины для закрытия токоведущих частей при работах без снятия напряжения.

Разъединитель полупантографный с горизонтальным разрывом типа РПГ. Изготавливается в виде отдельных полюсов. Полюс разъединителя представляет собой аппарат со складывающимся в вертикальной плоскости контактным ножом, который устанавливается на одном из двух опорных изоляторов. На втором опорном изоляторе устанавливается неподвижный контакт разъединителя – рис. 5-8.



Рис. 5-8. Полюс разъединителя типа РПГ в отключенном включенном положении [5-6].

Движение от привода на контактный нож передается через поворотный изолятор системой тяг и рычагов. Разъединители в зависимости от заказа изготавливаются с одним или двумя заземлителями.

Между контактным ножом и заземлителями предусмотрены механическая, электрическая и электромагнитная блокировки. Управление контактным ножом и заземлителями осуществляется электродвигательными приводами типа ПД–11УХЛ1 с дистанционным управлением.

За счет конструктивного исполнения уменьшен габарит разъединителей по ширине на уровне частей, находящихся под напряжением, что позволяет сократить расстояние между полюсами и площади, занимаемые ими на подстанциях, на 20%.

Ламели разъемных контактов главного ножа и заземлителей выполнены из сплава бериллиевой бронзы и за счет своей упругости создают контактное нажатие, не требующее регулировки в эксплуатации в течение всего срока службы [5-6].

Разъединитель пантографный с вертикальным разрывом типа РПВ [5-7].

Разъединители выполнены в виде отдельных полюсов, представляющих собой аппараты с контактными ножами пантографного типа – рис. 5-9.



Рис. 5-9. Полюс разъединителя типа РПВ в отключенном включенном положении.

Полюс разъединителей состоит из токоведущей системы, образованной подвижным контактным ножом и неподвижным контактом, механизма контактного ножа, опорного и поворотного изоляторов, опорной стойки и заземлителя. Главный нож токоведущей системы состоит из двух контактных ножей ножничного типа: наружного и внутреннего, а также рычагов, передающих движение контактным ножам от привода.

В пазы контактных ножей вмонтированы медные контакты, имеющие накладки из пластинчатого серебра. Верхние торцы контактных ножей закрыты

крышками. Токовый переход с контактных ножей на корпус механизма осуществляется гибкими связями, а на рычаги – роликовыми контактами. Контактное нажатие на ролики в этих контактах выполняется пружинами и регулируется гайками. Механизм защищен от атмосферных осадков крышкой. Неподвижный контакт главного ножа образован парой медных контактов, имеющих в местах контактирования серебряные пластинчатые накладки. Контакт навешивается на жесткую ошиновку (алюминиевая труба) с помощью входящих в него колодок и проводов. Контакт защищен от гололеда кожухом.

Все основные узлы трения механизмов выполнены на основе закрытых шарикоподшипников с заложённой в них смазкой, герметично закрыты и не требуют смазки в течение всего срока службы разъединителя. Управление главным ножом и заземлителями осуществляется электродвигательными приводами с дистанционным управлением.

В комплект поставки разъединителя входит один заземлитель, предназначенный для заземления жесткой ошиновки, присоединяемой к контактному выводу разъединителя (нижней ошиновки) [5-7].

6. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до вторичных значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики, управления, сигнализации.

Первичная обмотка трансформатора тока включается в электрическую цепь последовательно (в рассечку токопровода), а вторичная замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая в ней ток, пропорциональный току в первичной обмотке. В трансформаторах тока высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется, поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли.

Трансформаторы тока по назначению разделяются на трансформаторы тока для измерений и для реле защиты. В некоторых случаях эти функции совмещаются в одном трансформаторе тока.

Условия работы ТТ, предназначенного для измерений, существенно отличаются от условий работы ТТ, используемого для защиты. Основным режимом работы трансформатора тока для измерений является нормальный режим. В этом режиме ТТ должен обеспечить пропорциональное воспроизведение первичного тока с наименьшими погрешностями как модуля, так и фазы [6-1].

Работа большей части трансформаторов тока, предназначенных для защиты, начинается лишь с момента возникновения в линии или в оборудовании аварийного состояния, характеризующегося током перегрузки или током короткого замыкания, в несколько раз превосходящим рабочий ток линии. К ТТ для защиты предъявляются самые разнообразные требования, обусловленные назначением защиты и ее схемой.

Следует особо отметить влияние на работу таких ТТ свободных апериодических составляющих первичного тока, появляющихся в переходных режимах. Эти составляющие трансформируются во вторичную цепь ТТ тем с большей погрешностью, чем медленнее они затухают. Следовательно, с увеличением времени затухания все большая доля апериодической составляющей первичного тока расходуется на намагничивание магнитопровода трансформатора тока [6-1].

В связи с этим условия работы трансформаторов тока, применяемых в современных энергосистемах, становятся все более тяжелыми. Замкнутые стальные магнитопроводы существующих ТТ подвержены сильному

насыщению апериодическими составляющими тока и, следовательно, резкому уменьшению их магнитной проницаемости. Это приводит к недопустимому увеличению погрешностей таких ТТ в переходных режимах. Особенно большие погрешности имеют место, когда в магнитопроводе ТТ сохраняется остаточный магнитный поток, совпадающий по направлению с потоком апериодической составляющей тока намагничивания [6-1]. Поэтому необходима разработка новых конструкций трансформаторов тока и преобразователей тока, погрешности которых в указанных выше режимах не будут превышать допустимые значения.

Условные обозначения трансформаторов тока

Каждому типу трансформатора тока присваивается буквенно-цифровые условные обозначения [6-2] – рис. 6-1:

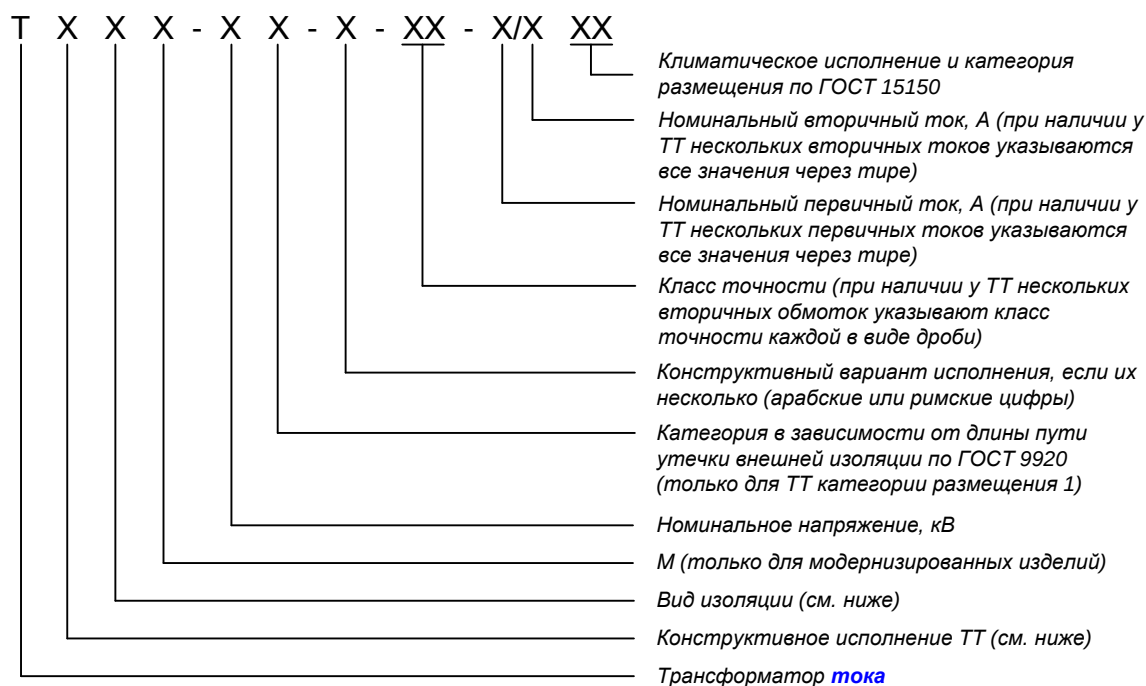


Рис. 6-1. Условное обозначение трансформатора тока

Конструктивное исполнение обозначается следующими буквами:

- О – опорный;
- П – проходной;
- Ш – шинный;
- В – встроенный (ВТ – встроенный в силовой трансформатор);
- Р – разъемный;

К – каскадный.

Обозначение вида изоляции:

Л – с литой изоляцией;

Ф – с фарфоровой изоляцией;

ФЗ – в фарфоровом корпусе с первичной обмоткой звеньевое типа;

М – маслонаполненный (для трансформаторов тока наружной установки);

Г – газонаполненный;

П – в пластмассовом корпусе.

В стандартах на трансформаторы конкретных типов допускается в буквенную часть вводить дополнительные буквы, исключать или заменять отдельные буквы (кроме Т) для обозначения особенностей конкретного трансформатора. Например:

Н – наружной установки;

Р – с сердечником для релейной защиты;

Д – со вторичной обмоткой для питания дифференциальной защиты.

Некоторые предприятия указывают в обозначении зарегистрированный товарный знак изготовителя, а также номинальную нагрузку вторичных обмоток ТТ, В·А (после обозначения класса точности).

Примеры обозначений:

ТОЛ - 35 - П - 0,5/10Р/10Р/10Р - 2000/1У1 – опорный трансформатор тока с литой изоляцией на номинальное напряжение 35 кВ, категории П по длине пути утечки внешней изоляции, с вторичными обмотками классов точности 0,5 (одна) и 10Р (три), на номинальный первичный ток 2000 А, номинальный вторичный ток 1 А, климатического исполнения У, категории размещения 1 [6-2].

ТШЛ-СЭЩ-10-01-0,2S/0,5/10Р/10Р –10/10/15/15 -3000/5 У2 – шинный трансформатор тока с литой изоляцией, изготовитель – завод «Самараэлектрощит» (СЭЩ), номинальное напряжение 10 кВ, конструктивный вариант исполнения 01, с четырьмя вторичными обмотками (первая – для коммерческого учета электроэнергии с классом точности 0,2S и нагрузкой 10 В·А, вторая – для подключения цепей измерения с классом точности 0,5 и нагрузкой 10 В·А, третья и четвертая – для подключения цепей защиты с классом точности 10Р и нагрузкой 15 В·А); с номинальным первичным током

3000 А, номинальным вторичным током 5 А; климатического исполнения «У» категории размещения 2.

ТФЗМ 110 Б –IV -0,5/10Р/10Р -300-600/5 ХЛ1 – трансформатор тока в фарфоровой крышке; вторичная обмотка звеньевая типа; маслонаполненный; номинальное напряжение 110 кВ; категория электрооборудования по степени загрязнения внешней изоляции – Б; номер конструктивного варианта исполнения – IV; три вторичные обмотки (первая – для цепей измерений с классом точности 0,5, вторая и третья – для подключения цепей защиты с классом точности 10Р); номинальный первичный ток – 300-600 А; номинальный вторичный ток 5 А; климатическое исполнение «ХЛ», категория размещения 1.

Конструкции трансформаторов тока

Встроенные трансформаторы тока типа ТВ и ТВТ выполняют на кольцевых ленточных сердечниках (рис. 6-2, а). Вторичные обмотки наматывают на сердечник изолированным проводом (рис. 6-2, в).

При выполнении обмотки оставляют свободные участки для крепления трансформатора и для распорных клиньев. Эти участки обозначают надписью "клин" (рис. 6-2, а, г).

Первичной обмоткой встроенного трансформатора 2 является стержень высоковольтного ввода 1 (рис. 6-2, б) силового трансформатора или масляного выключателя.

Такое конструктивное выполнение удешевляет трансформаторы тока и упрощает их установку, так как для нее не требуется особое место.

Недостатками таких трансформаторов является большая погрешность и малая вторичная мощность.

Шинные трансформаторы тока. На большие номинальные первичные токи применяются шинные ТТ, у которых роль первичной обмотки выполняет шина, проходящая внутри трансформатора.

Трансформатор тока серии ТШЛ 20 (шинный с литой изоляцией на 20 кВ и токи 6000-18000 А) показан на рис. 6-3. Эти трансформаторы представляют собой кольцеобразный эпоксидный блок с залитым в нем магнитопроводом и вторичными обмотками. Первичной обмоткой является шина токопровода. В изоляционный блок залито экранирующее силуминовое кольцо, электрически соединенное с шиной с помощью пружины.

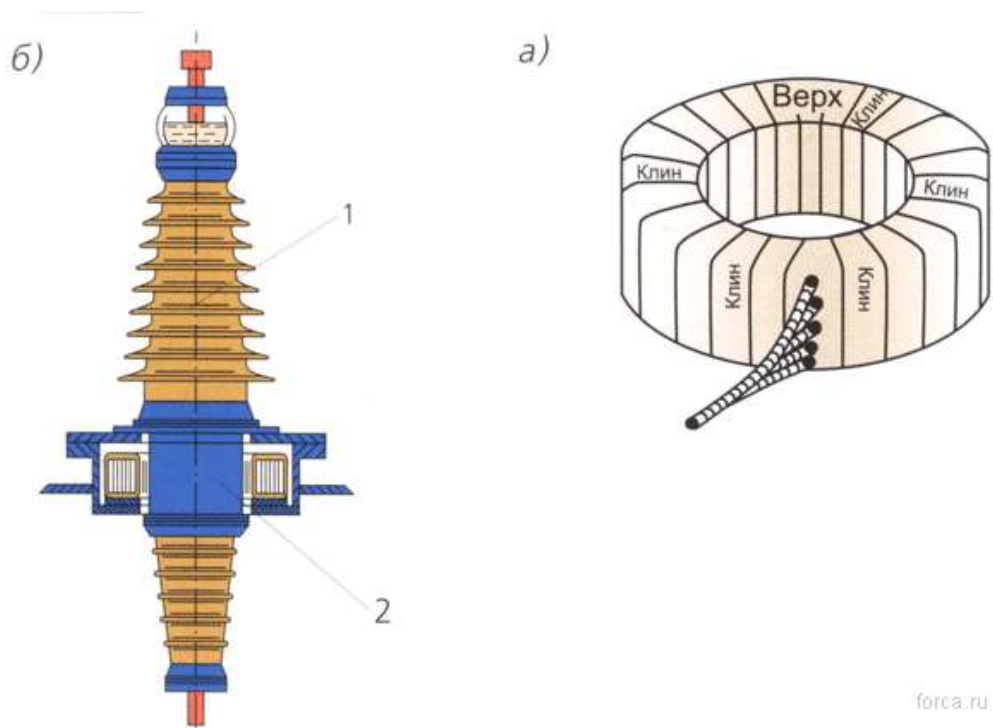


Рис. 6-2, а, б. Встроенный трансформатор тока [6-3].

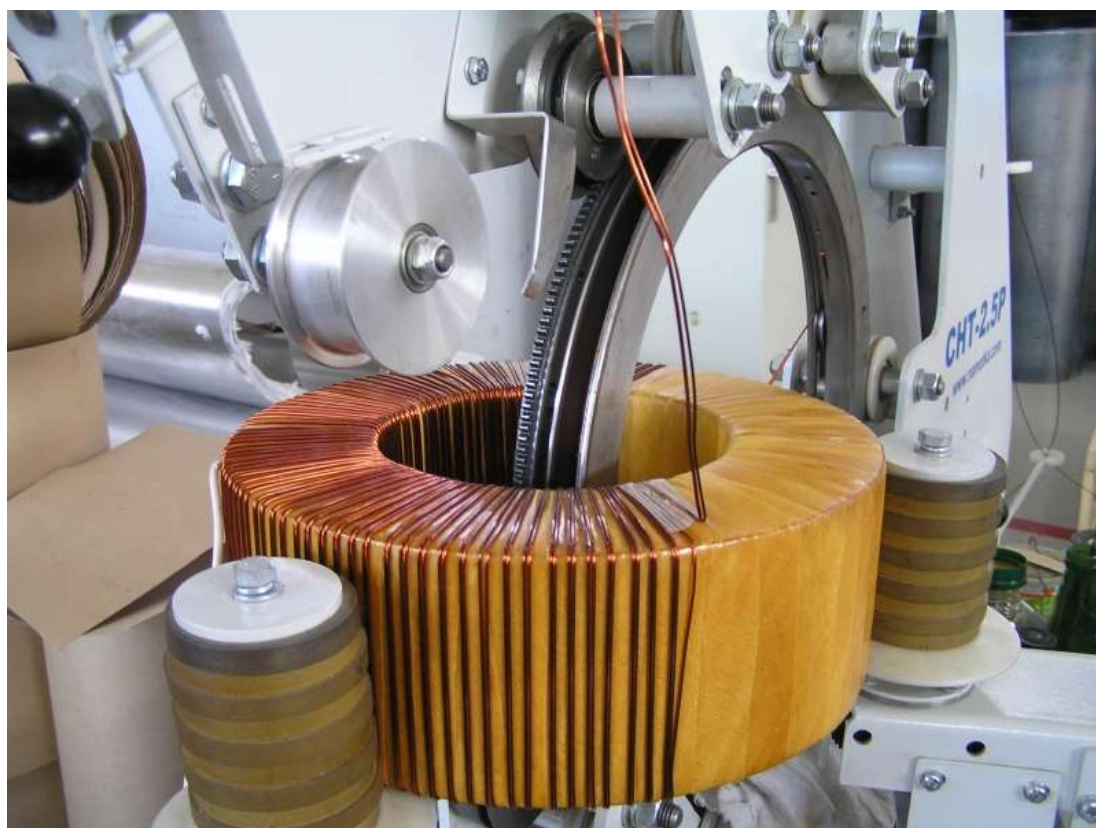


Рис. 6-2, в. Изготовление вторичной обмотки трансформатора тока ТВ [6-4].



Рис. 6-2, г. Готовая вторичная обмотка трансформатора тока ТВ [6-5].



Рис. 6-3. Трансформатор тока ТШЛ-20.

Электродинамическая стойкость ТТ определяется устойчивостью шинной конструкции. Трансформаторы тока серии ТШВ 24 (рис. 6-4) на номинальный ток 30000 А предназначены для установки в пофазно экранированные токопроводы генераторных распределительных устройств на номинальное напряжение 24 кВ промышленной частоты. Трансформатор рассчитан на работу

при температуре воздуха внутри токопровода до 70°C, поэтому в зоне установки трансформатора должна обеспечиваться циркуляция воздуха.



Рис. 6-4. Трансформатор тока серии ТШВ-24.

Шина РУ в месте установки ТТ должна располагаться горизонтально, в ней не допускаются поперечные сварные швы, вентиляционные отверстия и другие дефекты, нарушающие равномерность распределения тока.

Проходные трансформаторы тока. Типичными конструкциями проходных ТТ являются трансформаторы серии ТПОЛ (проходной, одновитковый, с литой изоляцией) на номинальные напряжения 10, 20, 27 и 35 кВ.

В трансформаторе ТПОЛ 20 (рис. 6-5) токоведущий стержень, проходящий через «окна» двух магнитопроводов, является одним витком первичной обмотки. Трансформатор ТПОЛ 20 имеет два магнитопровода, на каждый намотана своя вторичная обмотка. Выпускаются варианты: с двумя обмотками – для релейной защиты; с одной обмоткой – для измерения и одной – для защиты.

Вторичные обмотки намотаны на ленточные тороидальные магнитопроводы и защищены буферной прослойкой. Для исключения частичных разрядов в буферной прослойке обмотка экранируется обкладкой из перфорированной фольги, соединенной с заземленным фланцем трансформатора.



Рис. 6-5. Трансформатор тока серии ТПОЛ.

Первичная обмотка представляет собой медную трубу, концы которой расплющены и образуют выводы для присоединения подводящих шин. Поверх трубы располагается буферная прослойка из стеклоленты, экранированная перфорированной фольгой, электрически соединенной с трубой. В средней части труба немного сплющена, чтобы предотвратить ее смещение и поворачивание. Вторичные обмотки выведены в клеммник. Магнитопровод вместе с обмотками заливают компаундом на основе эпоксидной смолы, который после затвердевания образует монолитную массу.

Трансформаторы тока наружной установки

ТТ наружной установки располагаются в открытой части распределительных устройств, на специальных площадках или фундаментах и, следовательно, подвергаются воздействию климатических факторов.

Традиционным материалом для наружной изоляции таких ТТ является фарфор. В последние годы начали появляться ТТ наружной установки с литой изоляцией на основе циклоалифатической эпоксидной смолы, которая имеет повышенную эрозионную стойкость к ультрафиолетовому излучению и стойкость к образованию науглероженных проводящих следов под действием электрического разряда. С точки зрения внутренней изоляции различают ТТ с бумажно-масляной и бумажно-конденсаторной изоляцией, причем последняя позволяет лучше распределить потенциал по толщине изоляции и существенно

уменьшить ее толщину. Все ТТ наружной установки относятся к конструкциям опорного типа.

Трансформаторы тока типа ТФЗМ 220. В полем фарфоровом изоляторе, заполненном маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора (рис. 6-6). Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи (буква З в обозначении типа). Трансформатор имеет четыре вторичные обмотки, три - для защиты и одна - для измерений.

Для увеличения расстояния в масле от первичной обмотки до заземленного цоколя стойка, на которой закреплен комплект вторичных обмоток 7, имеет большую длину, и вторичные обмотки расположены не в нижней части фарфоровой покрышки, а ближе к середине.

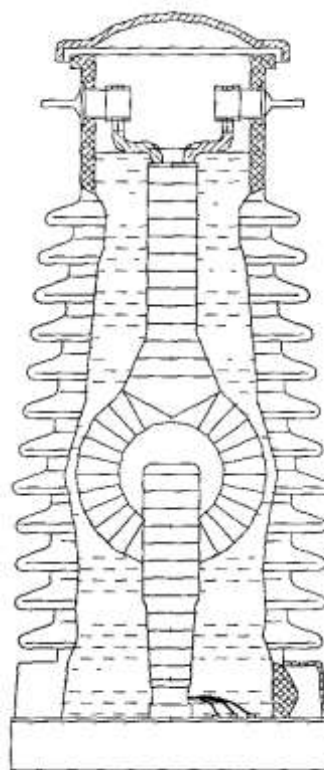


Рис. 6-6. Конструктивное устройство трансформатора тока серии ТФЗМ.

Оптико-электронные трансформаторы тока

Уже не первый десяток лет во многих странах мира разрабатываются трансформаторы напряжения и тока оптоэлектронного типа. В оптоэлектронных ТТ используется эффект Фарадея, рис. 6-7, заключающийся во вращении плоскости поляризации линейно поляризованного света в оптически активном веществе под действием внешнего магнитного поля. Измеряя угол поворота

плоскости поляризации света можно определить индукцию магнитного поля или силу тока, если преобразователь поместить в магнитном поле измеряемого тока [6-6].

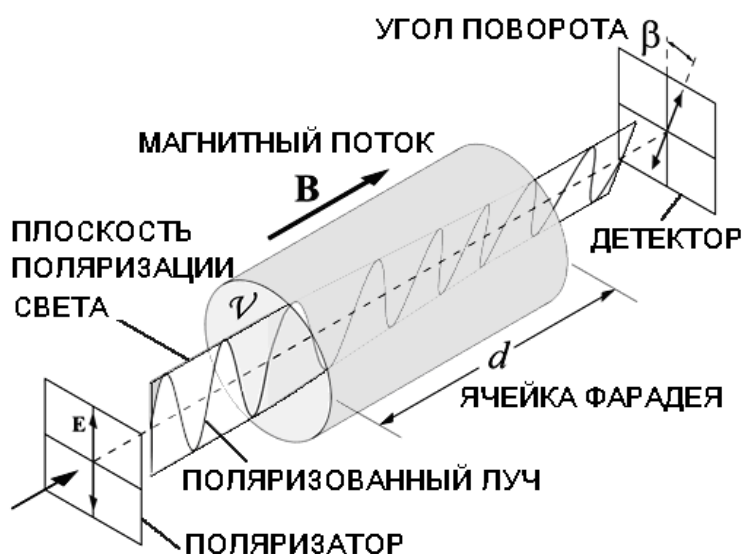


Рис. 6-7. Магнитооптический преобразователь на основе эффекта Фарадея [6-6].

Угол поворота плоскости поляризации света определяется следующим соотношением:

$$\beta = \nu B d ,$$

где: β – угол поворота (в радианах); B – плотность магнитного потока (в Теслах); d – длина части ячейки Фарадея, взаимодействующей с магнитным потоком (в метрах); V – константа Вердета для данного материала ячейки Фарадея [6-6].

В качестве рабочего вещества в магнитооптических преобразователях используют стекла, содержащее оксид свинца (так называемые флинты, кроны), а также плавленый кварц. Особенно большую чувствительность к магнитному полю имеют пленки из феррита граната. Поляризованный луч с заземленного источника поступает по оптическому волокну или по световоду другого типа на ячейку Фарадея, расположенную непосредственно на высоком потенциале. В этой оптической ячейке световой поток меняет свой вектор поляризации в зависимости от величины воздействующего на нее магнитного потока (пропорционального току в высоковольтной цепи). Далее, промодулированный таким образом световой луч возвращается на потенциал земли, где преобразуется в электрический сигнал. Разработкой устройств такого рода занимаются уже лет 30 – 40. И только сравнительно недавно на рынке появились оптические трансформаторы тока – рис. 6-8 [6-6].



Рис. 6-8. Магнитооптический трансформатор тока [6-6].

Чувствительный элемент ТТ установлен на полимерной изоляционной колонке, снабженной поддерживающим изолятором, обеспечивающим спуск гибкого световода на землю. Преобразователь **1** входного сигнала в два линейно поляризованных сигнала, которые поступают по оптоволокну, сохраняя поляризацию, на измерительную головку, выполнен на базе светоизлучающего диода. Круговой поляризатор **2** наверху изоляционной колонки (опорного изолятора) преобразует два линейно поляризованных световых сигнала в сигналы с круговой поляризацией левого и правого вращения. Световые сигналы **3** многократно обходят проводник. Магнитное поле, создаваемое током, протекающим в высоковольтном проводнике, замедляет один сигнал и ускоряет другой (эффект Фарадея). Когда сигналы с круговой поляризацией проходят весь путь

вокруг проводника, они отражаются зеркалом **4** и направляются в обратный путь. При этом направление их поляризации теперь обратно первоначальному. На этом обратном пути эффект удваивается. После этого оба сигнала возвращаются обратно на круговой поляризатор, который снова преобразует их в линейно поляризованные световые пучки. Свет поступает обратно на оптоэлектронный блок внизу колонки по оптическому волокну **6**. Разница в скорости распространения этих двух оптических сигналов обуславливает сдвиг по фазе между ними. Поскольку оба сигнала распространяются по идентичным путям, вибрация и изменение температуры воздействуют на них одинаково и поэтому не влияют на точность измерения тока [6-6].

На таком же принципе работает и первый российский образец оптоэлектронного ТТ, разработанный ООО Научно-производственная компания «Оптолинк» совместно с ОАО Раменский электротехнический завод "Энергия", рис. 6-9 [6-6].

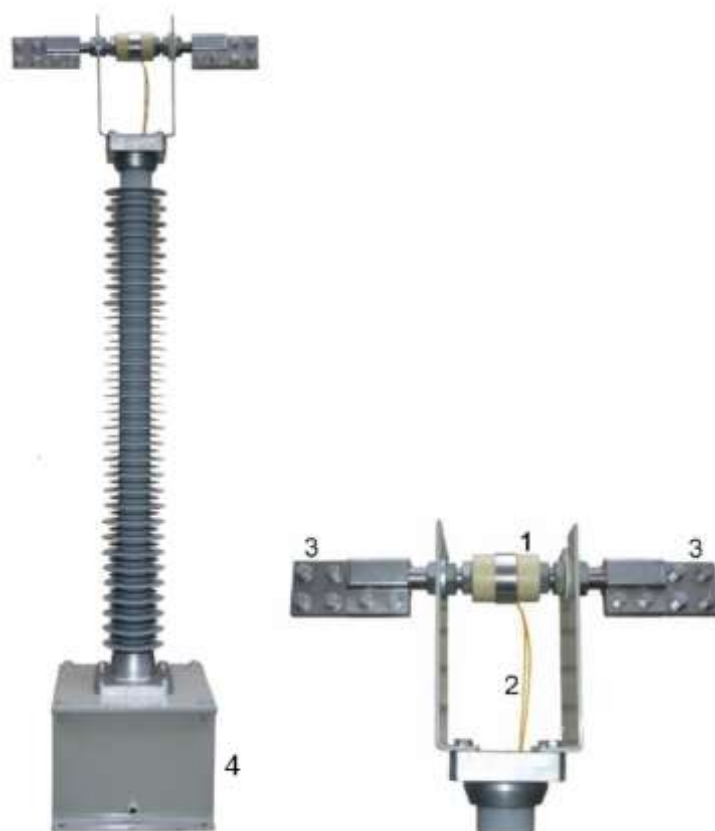


Рис. 6-9. Первый российский оптоэлектронный измерительный трансформатор тока типа ОИЦТТ-110кВ-2кА-0.2s [6-6]: 1 – ячейка Фарадея; 2 – оптическое волокно; 3 – токовые выводы; 4 – электронный преобразователь.

Традиционные трансформаторы тока верой и правдой служат в электроэнергетике уже более сотни лет. Это один из самых простых, самых надежных, самых стабильных и самых «беспроблемных» элементов в

электроэнергетике. Поэтому, когда заходит речь о принципиально новых устройствах и призывах заменить ими традиционные, нужны очень веские аргументы в пользу новых устройств. Оптоэлектронные ТТ имеют определенные преимущества, например, в области сверхвысоких напряжений (рис. 6-10), когда стоимость изоляции традиционного ТТ получается очень высокой. Или в области специальных применений с очень значительными кратностями токов, когда обычные ТТ могут насыщаться. Что же касается якобы особо высокой помехоустойчивости оптоэлектронных ТТ, то это вызывает серьезное сомнение. Оптоэлектронные ТТ содержат весьма сложные микропроцессорные преобразователи электрических сигналов в оптические и обратно, и по этой причине будут обладать значительно более низкой (по сравнению с традиционными ТТ) помехоустойчивостью к электромагнитным помехам [6-6].



Рис. 6-10. Оптический трансформатор тока.

Дифференцирующие индукционные преобразователи тока [6-7]

В последнем десятилетии в устройствах защиты и автоматики происходит нарастающий процесс замены трансформаторов тока (ТТ) дифференцирующими

индукционными преобразователями тока (ДИПТ). ЭДС, которая наводится в катушке ДИПТ, пропорциональна производной потокосцепления её витков с магнитным полем, создаваемым измеряемым током. Масса ДИПТ во много раз меньше, чем у ТТ [6-8]. Ещё одним аргументом в пользу выбора ДИПТ является линейность их характеристики намагничивания. ДИПТ не насыщается, а у ТТ, перешедшего в режим насыщения, точность резко снижается. Из-за разной степени насыщения ТТ, измеряющих один и тот же ток, как это имеет место в дифференциальных защитах, происходят ложные срабатывания защиты. Первые попытки применения ДИПТ, не имеющих магнитного сердечника, вместо ТТ предпринимались более полувека назад [6-9]. Затем эпизодически возникал интерес к ДИПТ, которые имеют разомкнутый магнитный сердечник и известны под названием магнитные трансформаторы тока (МТТ) [6-10]. Широкому распространению ДИПТ в устройствах защиты и автоматики тогда мешало несовершенство конструкции ДИПТ, что проявлялось в высоком уровне помех, которые наводились в их катушках (обмотках) под действием сторонних, мешающих токов [6-7].

Возрождение интереса к применению ДИПТ произошло в последнее десятилетие прошлого века, когда были созданы новые ДИПТ, вошедшие в практику измерения переменного тока под названием **катушек Роговского** – рис. 6-11. Эти гибкие катушки защищены от действия мешающих магнитных полей при помощи обратного провода, проходящего внутри катушки. В нём наводилась ЭДС помехи, практически такая же по абсолютной величине, но противоположная по направлению ЭДС, которая наводится в самой катушке, как в одном витке, совпадающем с осью катушки [6-11].

Несколько лет назад появились катушки Роговского с отпечатанными обмотками. Для устранения помех от магнитных потоков, проходящих через окно такой катушки, используются два варианта. По первому варианту рядом размещают две платы с отпечатанными обмотками и соединяют обмотки катушек так, чтобы ЭДС, наводимые проходящими внутри витков потоками от измеряемого тока, складывались, а ЭДС, наводимые мешающими потоками, проходящими через окна катушек, вычитались. По второму варианту на плате печатаются сразу две катушки, у которых полезные ЭДС, наводимые потоками от измеряемого тока, складываются, а мешающие ЭДС двух этих катушек – вычитаются [6-7].

С помощью таких катушек Роговского измеряют, при напряжении в пределах 1 кВ, большие токи (порядка 50 кА), идущие по токоведущим шинам, которые проходят сквозь окно катушки [6-12].

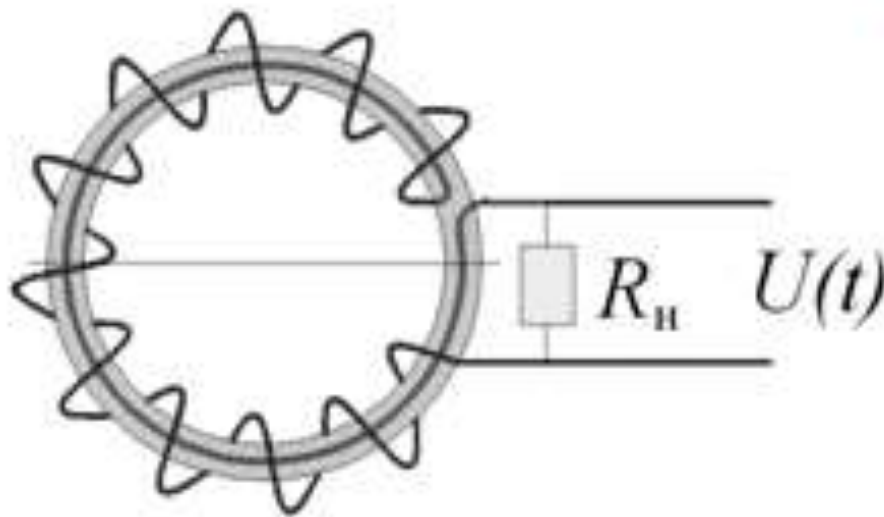


Рис. 6-11. Катушка (пояс) Роговского – вторичная обмотка расположена на неферромагнитном каркасе; первичной обмоткой служит контролируемый токоведущий стержень.

Недостатком отпечатанных тороидальных катушек является форма витка катушки. Один из его размеров мал, он определяется толщиной печатной платы – до 2 см. Другой размер, вдоль радиуса осевой линии тороида, проходящей через центры витков, должен быть достаточно большим, чтобы обеспечивать нужное значение взаимной индуктивности катушки и токопровода с измеряемым током при сравнительно небольшой плотности витков. Если проводник с измеряемым большим током находится внутри щита или какой-либо другого металлического корпуса, причём рядом с этим проводником отсутствуют проводники с другими токами, то вместо громоздкой печатной платы можно использовать компактную катушку из обмоточного провода без магнитного сердечника. Такую катушку нужно размещать как можно ближе к проводнику с измеряемым током. Она предназначена для измерения токов от нескольких сотен ампер до нескольких тысяч ампер, имеет наиболее простую конструкцию и наименьшую массу.

Если же недалеко от проводника с измеряемым током находятся другие, с мешающими токами, или измеряемый ток мал, не превосходит нескольких десятков ампер, то следует применять катушку с магнитным сердечником, имеющим воздушные зазоры. Наличие сердечника, замкнутого вокруг катушки (обмотки), обуславливает получение повышенного значения взаимной индукции с проводником, по которому проходит измеряемый ток, и в значительной мере снижает влияние посторонних, мешающих, токов [6-7].

7. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформатор напряжения (ТН) предназначен для преобразования высокого напряжения в низкое стандартных значений (100В, $100/\sqrt{3}$ В), используемое для питания измерительных приборов и различных реле управления, защиты и автоматики. ТН изолируют (отделяют) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, обеспечивая безопасность их обслуживания.

По принципу устройства, схеме включения и особенностям работы электромагнитные ТН незначительно отличаются от силовых трансформаторов. Однако по сравнению с последними, мощность их не превышает десятков или сотен вольт-ампер. При малой мощности режим работы ТН приближается к режиму холостого хода. Размыкание вторичной обмотки ТН не приводит к опасным последствиям.

Трансформаторы напряжения различаются:

- по числу фаз – однофазные и трехфазные;
- по числу обмоток – двухобмоточные и трехобмоточные (для защиты линий от замыкания на землю трансформаторы кроме основной вторичной имеют дополнительную вторичную обмотку);
- по классу точности, т.е. по допускаемым значениям погрешностей;
- по способу охлаждения – сухие (с естественным воздушным охлаждением) и масляные (с естественным масляным охлаждением);
- по способу установки – для внутренней установки, для наружной и для комплектных распределительных устройств.

Конструкции трансформаторов напряжения

Обозначения ТН содержат буквенную часть:

Н – трансформатор напряжения;

О – однофазный;

Т – трехфазный или трехобмоточный (ЗНОЛТ), или тропического исполнения, если буква Т стоит после цифр;

С – с естественным воздушным охлаждением (сухой);

М – с естественным масляным охлаждением;

Л – с литой изоляцией;

Г – с газовой изоляцией;

Ф – в фарфоровой крышке;

З – с одним заземленным выводом первичной обмотки;

И – для измерительных целей;

К – каскадный или с компенсированной обмоткой для уменьшения угловой погрешности (НТМК, НОСК);

Д – делитель;

Е – емкостный;

У – для работы в районах с умеренным климатом или усиленный (НКФУ);

А – антирезонансный.

Число после первого дефиса – номинальное напряжение, кВ, после второго дефиса – год разработки.

Класс точности трансформаторов напряжения характеризуется максимально допустимой погрешностью напряжения и угловой погрешностью при определенном режиме работы трансформатора. Трансформаторы напряжения сохраняют класс точности при изменении первичного напряжения 80 – 120% номинального.

Примеры обозначений:

ЗНОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/3-15/100 У2 – трансформатор напряжения с заземленной первичной обмоткой, однофазный, с литой изоляцией; зарегистрированный товарный знак изготовителя (ЗАО Группа компаний «Электрощит», г. Самара); класс напряжения 10 кВ, вариант конструктивного исполнения 01 – с предохранителем (без предохранителя вариант в обозначении не указывается); с двумя вторичными обмотками (первая для подключения цепей измерения с классом точности 0,2 и нагрузкой 15 ВА, вторая для подключения цепей защиты с классом точности 3 и нагрузкой 100 ВА); климатическое исполнение У, категория размещения 2 по ГОСТ 15150-69.

НАМИ-10-95 УХЛ2 – трансформатор напряжения антирезонансный, охлаждение – естественная циркуляция воздуха и масла; И – для контроля изоляции сети; номинальное напряжение первичной обмотки 10 кВ; 95 – год разработки; климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 2 по ГОСТ 15150-69.

НКФ-220-58 ХЛ1 – трансформатор напряжения каскадный, в фарфоровой крышке; номинальное напряжение первичной обмотки 220 кВ; 58 – год

разработки; климатическое исполнение ХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

НДЕ-500-У1 – трансформатор напряжения с элегазовым емкостным делителем; класс напряжения первичной обмотки 500 кВ, климатическое исполнение У, 1 – категория размещения по ГОСТ 15150–69.

НДЕ-М-500-У1 – трансформатор напряжения с емкостным делителем; изоляция емкостного делителя – масло; класс напряжения первичной обмотки 500 кВ, климатическое исполнение У, 1 – категория размещения по ГОСТ 15150–69.

Сухие ТН выполняются проводом ПЭЛ, изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы применяются в установках до 1000 В (НОС-0,5; НТС-0,5).

Масляные ТН применяются на напряжения 6 – 1150 кВ в закрытых и открытых распределительных устройствах. Обмотки и магнитопровод трансформаторов залиты маслом, которое служит для изоляции и охлаждения.

Масляные ТН выпускаются следующих типов:

однофазные – НОМ-6, НОМ-10, НОМ-35, ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24, ЗНОМ-35;

трехфазные – НТМК-10, НТМИ-6,..., НТМИ-20.

В настоящее время выпускаются ТН типа НАМИ (А – антирезонансный) на номинальные напряжения $U_{1Н} = 6; 10$ кВ; $U_{2Н} = 100$ В, заменяющие ТН серии НТМИ. Трансформаторы НАМИ обеспечивают измерение трех линейных, трех фазных напряжений и напряжений нулевой последовательности. Трансформаторы, благодаря антирезонансным свойствам, имеют повышенную надежность и устойчивость к перемежающимся дуговым замыканиям сети на землю.

Однофазные трансформаторы для номинального напряжения 6 – 35 кВ выполнялись с бумажной изоляцией, погруженной в масло.

Например, НОМ-10, имеющий значительные размеры и массу – рис. 7-1. С увеличением напряжения размеры и стоимость ТН такой конструкции быстро увеличиваются.



Рис. 7-1. Трансформатор напряжения серии НОМ.

Для устранения этих недостатков в новых конструкциях применяется однородная изоляция из бумаги, пропитанной маслом (лучше используются свойства твердой изоляции). Масляные каналы устранены, что позволило уменьшить изоляционные расстояния, размеры магнитопровода и кожуха. Изоляция вводов является продолжением изоляции обмотки и входит в фарфор изоляторов.

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35, от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35 (рис. 7-2).

Трансформаторы серии НОМ (рис. 7-1) имеют два ввода высокого напряжения и два ввода низкого напряжения; три однофазных ТН можно соединять по схемам открытого треугольника, звезды, треугольника.

У трансформаторов серии ЗНОМ (рис. 7-2) один конец обмотки высокого напряжения заземлен, единственный ввод высокого напряжения расположен на крышке, а вводы низкого напряжения – на боковой стенке бака или на крышке. Обмотка высокого напряжения рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка низкого напряжения – на $100/\sqrt{3}$ В, дополнительная обмотка – на $100/3$ В. Такие трансформаторы называются заземляемыми.

ТН с литой изоляцией обладают рядом преимуществ, обусловивших их широкое применение взамен традиционных маслонаполненных аппаратов внутренней установки для классов напряжения до 35 кВ: значительно сокращены

габариты и объем; возможна установка в любом положении по отношению к горизонтали; возможно получение ТН любой конфигурации.



Рис. 7-2. Трансформатор напряжения серии ЗНОМ.

В литых ТН исключаются пожароопасность и необходимость ревизий, связанных с проверкой и заменой масла. Кроме того, литая изоляция, герметизируя и жестко фиксируя активные части трансформаторов, исключает влияние на них внешних воздействий, таких, как влажность, механические удары, вибрации. Но при эксплуатации литых ТН необходимо учитывать выпадение росы и инея на трансформаторы, устанавливаемые в КРУ наружной установки; невозможность ремонта трансформатора в течение всего срока службы [7-1].

Заземляемые ТН серии ЗНОЛ.06 (рис. 7-3) имеют пять исполнений по номинальному напряжению: 6, 10, 15, 20, 24 кВ, классом точности до 0,2. Ленточный магнитопровод трансформатора наматывается из рулонной электротехнической стали толщиной 0,35 мм и состоит из двух С-образных половин. Обмотки трансформатора намотаны концентрически друг на друга. Внутри расположена дополнительная вторичная обмотка, поверх которой намотана основная вторичная обмотка. Наружной является первичная обмотка. До установки на магнитопровод обмотки пропитываются в специальном пропиточном компаунде и подвергаются термообработке. Магнитопровод с

обмотками устанавливается в форму для заливки. После заливки и полимеризации производится окончательная сборка трансформатора.



Рис. 7-3. Трансформатор напряжения серии ЗНОЛ.

Антирезонансные заземляемые ТН [7-4]

Малая мощность ТН по сравнению с установленной мощностью силовых трансформаторов в сетях 10(6) кВ ввела в заблуждение некоторых разработчиков ТН, а представление о невозможности ТН повлиять на процессы в сети не всегда является верным.

Оказалось, что сопротивление нулевой последовательности даже самой мощной сети, благодаря изолированной нейтрали, может иногда превышать сопротивление нулевой последовательности заземляемых ТН. Такой эффект наблюдается тогда, когда заземляемый ТН оказывается подключенным к сети с малым током замыкания на землю. Это могут быть либо сборные шины ЦП или РП при отключенных линиях, либо сельская сеть с несколькими десятками километров воздушных линий.

В процессе эксплуатации заземляемых ТН выявились три режима, приводящие либо к ненормальной работе ТН, либо к их повреждению.

Первый режим характерен для работы заземляемых ТН на ненагруженных шинах ЦП или РП. Малый емкостный ток замыкания шин на землю на частоте 50 Гц компенсируется намагничивающим током одной из фаз ТН. Напряжение на этой фазе повышено, и сталь магнитопровода близка к насыщению.

Напряжение остальных фаз понижено. В результате создается ложное впечатление о замыкании одной из фаз на землю. Так как в феррорезонанс может войти любая из трех фаз, «ложная земля» может «переходить» с одной фазы на другую. Обычно в таком режиме ТН не повреждается. Чтобы устранить явление «ложной земли», достаточно включить на дополнительную обмотку активное сопротивление 25 Ом.

Второй режим возникает при однофазных дуговых замыканиях на землю в сельских сетях. Благодаря воздушным линиям, они имеют небольшой (до 10А) ток замыкания на землю и открытую перемежающуюся дугу, подверженную действию ветра, что способствует ее попеременному зажиганию и гашению. В таком режиме емкость нулевой последовательности сети в бестоковую паузу перемежающейся дуги разряжается через ТН, насыщая его магнитопроводы и перегревая обмотки. Повторное зажигание дуги вновь заряжает емкость, которая затем в бестоковую паузу дуги разряжается через ТН. Такой процесс может длиться несколько минут или даже часов, в результате чего ТН нередко повреждается. Предлагалось много методов борьбы с таким развитием событий (разземление нейтрали обмотки ВН, включение в нее высокоомных резисторов или индуктивностей, подключение низкоомных резисторов на дополнительную обмотку). Однако эти меры по разным причинам не дали ожидаемых результатов.

Третий режим может возникнуть как в воздушных, так и в кабельных сетях. Это устойчивый гармонический феррорезонанс на частоте 50 Гц между емкостью нулевой последовательности сети и нелинейной индуктивностью намагничивания трехфазного трехстержневого потребительского силового трансформатора 10(6)/0,4 кВ с изолированной нейтралью обмотки ВН. Режим феррорезонанса возможен при замыкании на землю одной фазы малонагруженного трансформатора 20–400 кВА с последующим перегоранием плавкой вставки предохранителя. Напряжение нулевой последовательности сети при этом может достигать трехкратных значений, в результате чего повреждение ТН наступает менее чем за одну минуту. Наличие в сети одного или даже нескольких заземляемых ТН не может погасить данный вид феррорезонанса. Он срывается только после повреждения одного из ТН. При этом факты повреждения ТН именно из-за «внешнего» феррорезонанса, вследствие его быстротечности, очень трудно надежно зафиксировать.

После того, как попытки эффективной защиты ТН от повреждений не увенчались успехом, в 80-х годах прошлого столетия стали разрабатываться **антирезонансные ТН**. Принцип их работы заключается в том, что они сами не

вступают в феррорезонанс (первый режим), устойчивы к перемежающейся дуге (второй режим) и к «внешнему» феррорезонансу в сети (третий режим). Правда, достичь полной антирезонансности разработчикам удалось не сразу. Так, первенец из этой серии НАМИ-10 У2 был несимметричен и иногда вступал в субгармонический (16,6 Гц) феррорезонанс с емкостью небольших сетей (первый режим), хотя в остальных режимах он был устойчив.

Антирезонансные ТН других типов, например, ЗНОЛ-10 с высокоомными резисторами в нейтрали или НАМИТ-10-2 – рис. 7-4, тоже, возможно, не вполне устойчивы в одном или двух режимах. Степень их антирезонансности еще нуждается в дополнительной проверке. Остается заметить, что разработанный Раменским электротехническим заводом «Энергия» ТН типа НАМИ-10-95 выпускается с 1995 г. и случаев его неполной антирезонансности пока не наблюдалось [7-4].



Рис. 7-4. Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2.

Трансформатор НАМИТ-10-2 представляет собой соединённые конструктивно в единое целое два трансформатора напряжения – рис. 7-5 [7-3]:

1. ТНКИ – трансформатор напряжения контроля изоляции, трёхобмоточный, первичные обмотки которого включены по схеме «звезда», предназначен для питания цепей измерительных приборов учёта электрической энергии, для цепей защиты и контроля изоляции.

2. ТНП – трансформатор нулевой последовательности, двухобмоточный, первичная обмотка которого включена в нейтраль ТНКИ и заземлена, вторичная обмотка замкнута. Трансформатор предназначен для защиты трансформатора ТНКИ от повреждения при однофазных замыканиях.

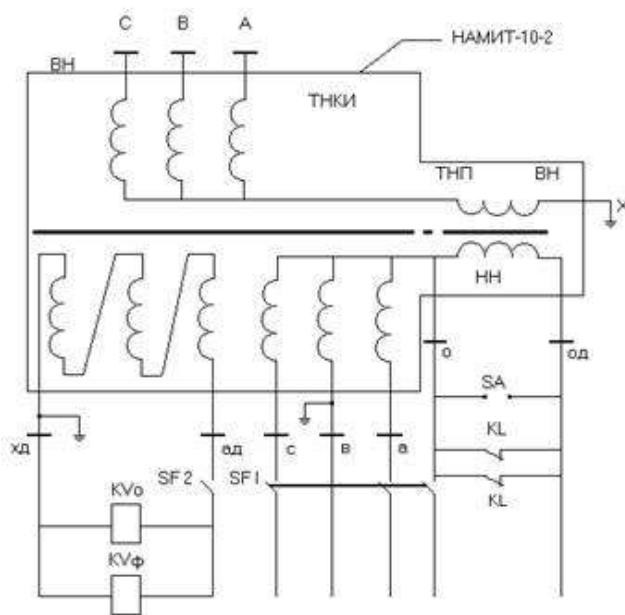


Рис. 7-5. Схема соединений трансформатора напряжения НАМИТ-10-2.

Каскадные трансформаторы напряжения серии НКФ

Масляный трансформатор напряжения типа НКФ-110 кВ в фарфоровом кожухе выпускается для наружной установки – рис. 7-6. Он состоит из двух каскадов, выполненных на одном общем магнитопроводе. Обмотка высшего напряжения (ВН) разделена на две одинаковые последовательно соединённые секции, представляющие собой первый и второй каскад. Магнитопровод соединен с серединой обмотки ВН и находится под напряжением, равным половине рабочего напряжения – рис. 7-7. Благодаря этому изоляция обмотки ВН каждого каскада может быть выполнена на половину рабочего напряжения, что существенно уменьшает размеры и массу ТН по сравнению с ТН обычного (не каскадного) исполнения.

Обмотки НН (основная и дополнительная) намотаны на нижнем стержне магнитопровода. Для равномерного распределения нагрузки по обмоткам ВН служит обмотка связи П (рис. 7-7, а) [7-6].



Рис. 7-6. Трансформатор напряжения ННФ-110.

Активная часть трансформатора напряжения размещена внутри фарфоровой покрышки, соединенной болтами внизу с плитой стальной подставки сварной конструкции, а вверху – с маслорасширителем.

Соединения фарфора покрышки со сталью плиты и расширителя выполнены через уплотняющие прокладки из маслоупорной резины. Покрышка и половина расширителя заполнены трансформаторным маслом. Расширитель предназначен для компенсации температурных изменений объема масла трансформатора напряжения. В ТН ННФ-110 кВ расширителем является верхняя часть фарфоровой покрышки.

На более высокие напряжения количество каскадов увеличивается. Например, на напряжение 220 кВ трансформатор имеет четыре каскада – рис. 7-8.

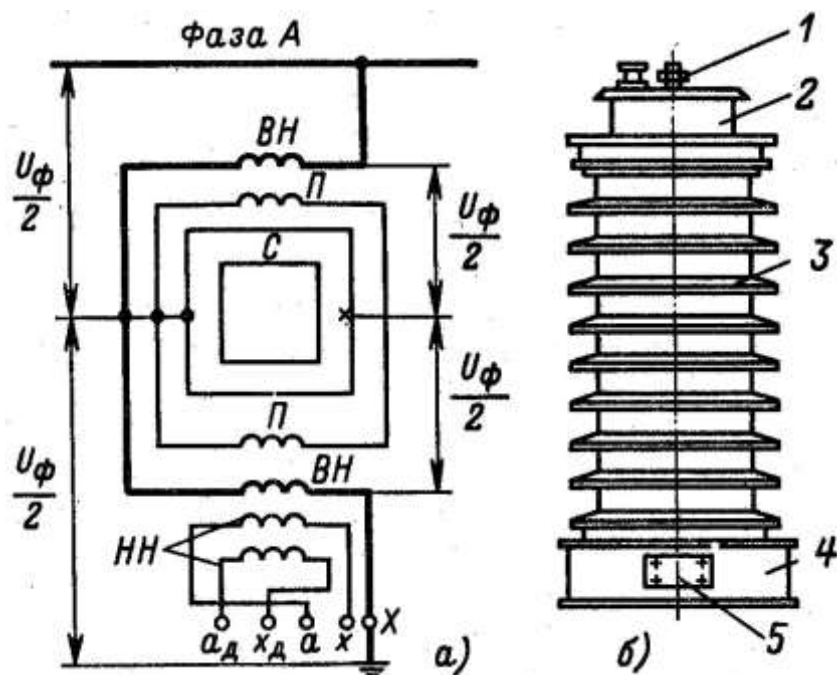


Рис. 7-7. Трансформатор напряжения НКФ-110 [7-6]: а – схема; б – конструкция;
1 – ввод высокого напряжения; 2 – маслорасширитель; 3 – фарфоровая рубашка;
4 – основание; 5 – коробка вводов НН.

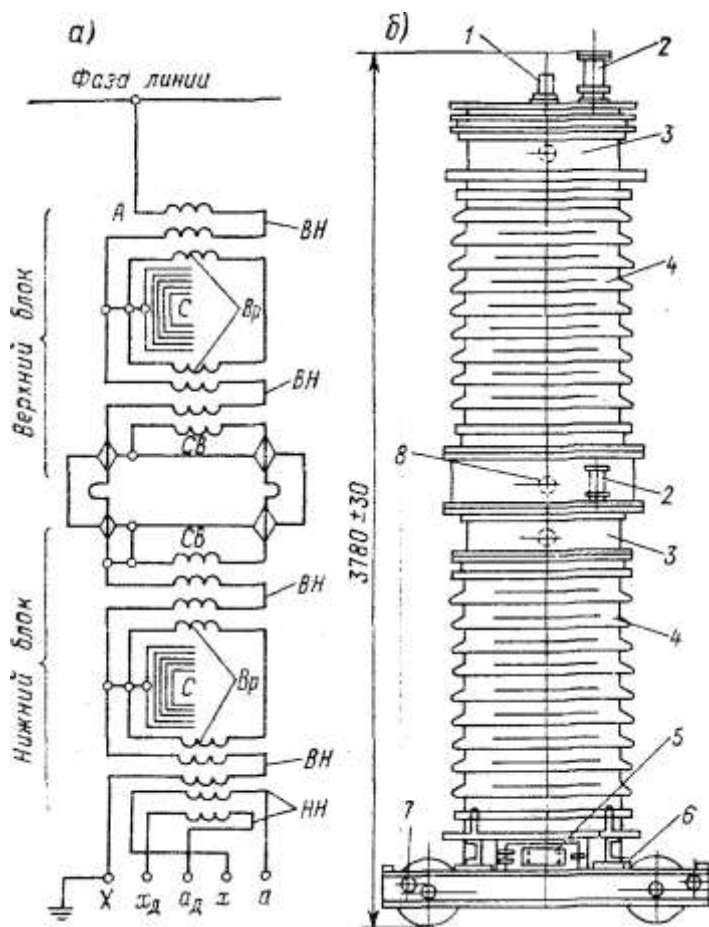


Рис. 7-8. Каскадный трансформатор напряжения типа НКФ-220 [7-7]:

а – схема

ВН – первичная обмотка;
Вр – выравнивающие обмотки;
СВ – связующая обмотка;
С – сердечник;
А, Х – зажимы первичной обмотки;
а, х – зажимы основной вторичной обмотки; а_д х_д – зажимы дополнительной вторичной обмотки

б – внешний вид трансформатора

1 – ввод ВН; 2 – влагопоглотитель;
3 – расширители верхнего и нижнего блока; 4 – фарфоровая покрывка;
5 – коробка выводов вторичных обмоток; 6 – болт для заземления;
7 – тележка; 8 – кран для слива масла

Емкостные трансформаторы напряжения (ЕТН)

Получили распространение на линиях электропередачи напряжением 500 кВ и выше по экономическим показателям и надежности. ЕТН состоит из емкостного делителя напряжения (двух последовательно соединенных конденсаторов C_1 и C_2) и электромагнитного согласующего устройства (рис. 7-9).

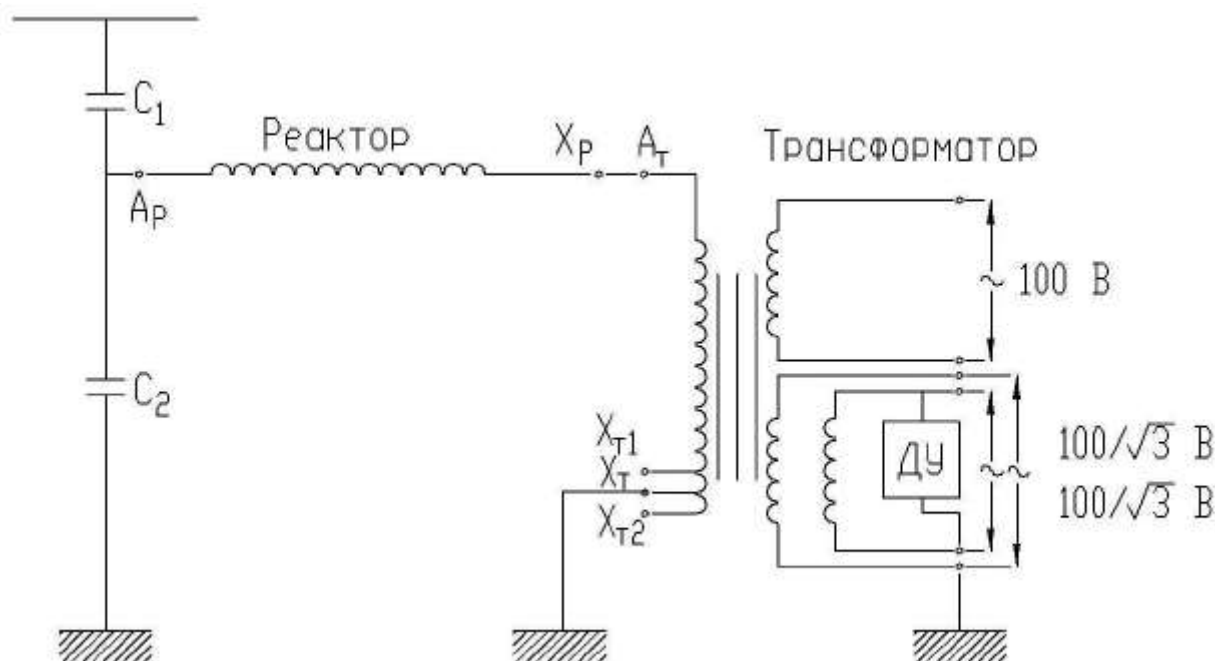


Рис. 7-9. Трансформаторы напряжения серии НДЕ [7-2].

На распределительных устройствах обычно устанавливаются колонны конденсаторов связи (для высокочастотной связи между подстанциями и для цепей автоматики и сигнализации). Если к этой колонне конденсаторов связи, имеющей общую емкость C_1 , добавить снизу конденсатор отбора мощности C_2 , получится емкостный делитель напряжения. Подбором емкостей ($C_2 \gg C_1$) добиваются получения на нижнем конденсаторе C_2 требуемого напряжения U_2 , составляющего небольшую часть фазного напряжения (около 12 кВ).

Электромагнитное согласующее устройство состоит из понижающего **трансформатора** специальной конструкции с несколькими ответвлениями для регулирования напряжения и **реактора**, настроенного в резонанс с конденсаторами C_1+C_2 при частоте 50 Гц, что улучшает электрические свойства схемы – выходное напряжение трансформатора мало зависит от нагрузки.

Ко вторичным зажимам трансформатора присоединяются измерительные приборы и устройства релейной защиты. Электромагнитное демпфирующее устройство (ДУ) предназначено для подавления субгармонических колебаний, возникающих во вторичной цепи при отключении нагрузки или внезапных коротких замыканиях в первичной или вторичной цепях. Демпфер соединен параллельно с основной вторичной обмоткой понижающего трансформатора.

Отечественные заводы изготавливают емкостные трансформаторы напряжения типа НДЕ (трансформатор напряжения с делителем емкостным) для номинальных напряжений от 110 до 750 кВ.

Общий вид, габаритные и установочные размеры трансформаторов напряжения серии НДЕ – на рис. 7-10, а, б. Основные технические данные трансформаторов с элегазовым и масляным емкостным делителем приведены в табл. 7-1, 7-2 [7-2].

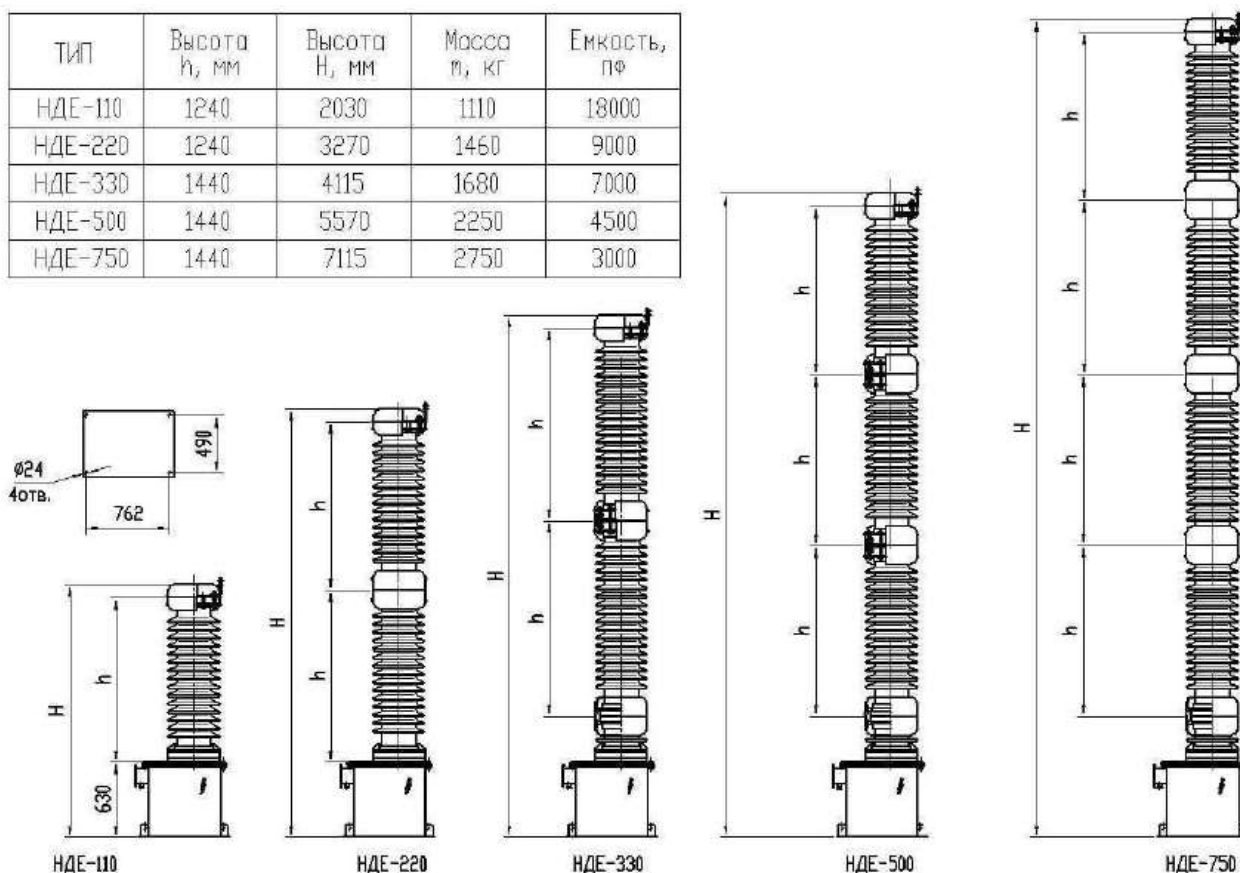
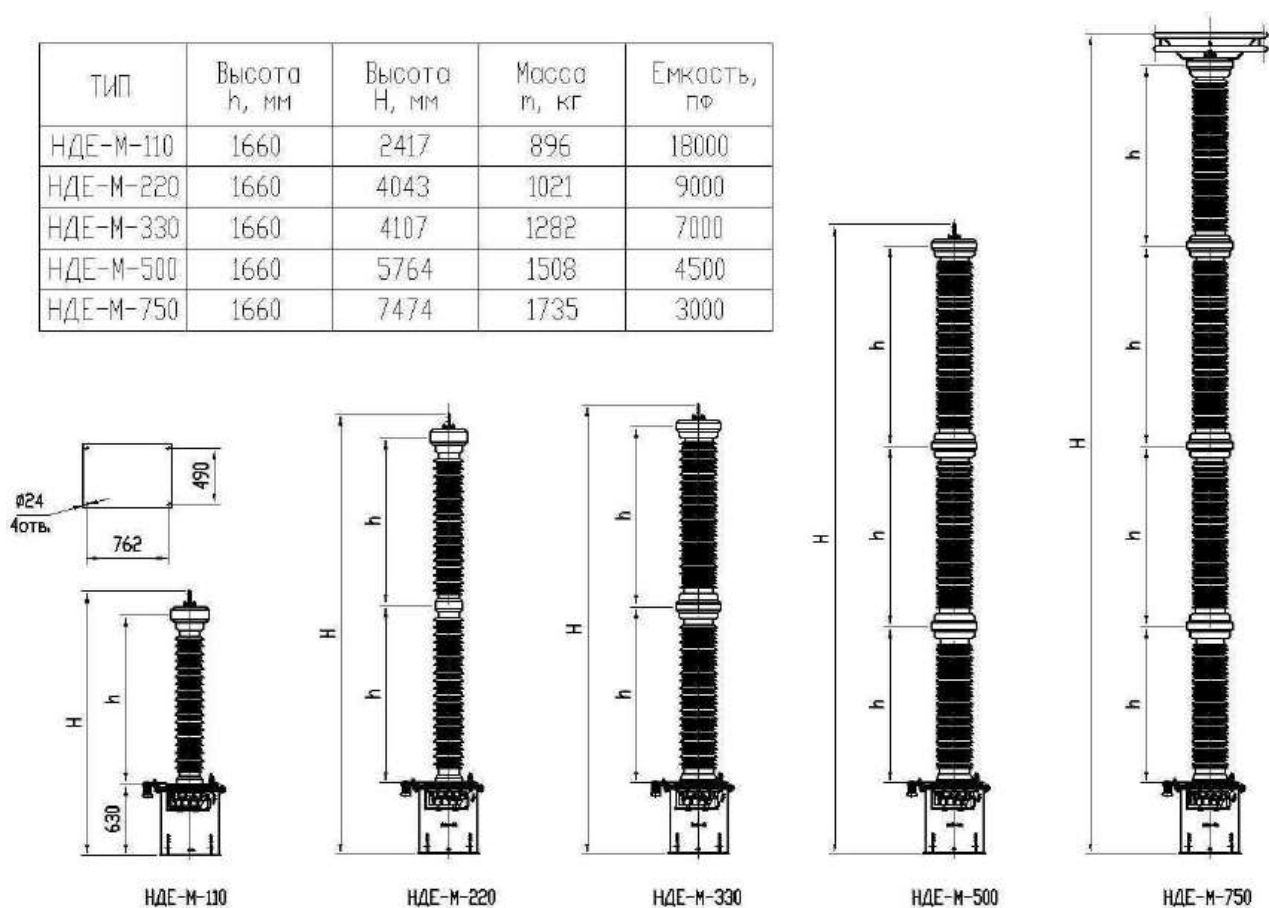


Рис. 7-10, а. Общий вид, габаритные и установочные размеры трансформаторов напряжения серии НДЕ с элегазовым делителем напряжения [7-2].

ТИП	Высота h, мм	Высота H, мм	Масса m, кг	Емкость, пФ
НДЕ-М-110	1660	2417	896	18000
НДЕ-М-220	1660	4043	1021	9000
НДЕ-М-330	1660	4107	1282	7000
НДЕ-М-500	1660	5764	1508	4500
НДЕ-М-750	1660	7474	1735	3000



б

Рис. 7-10, б. Общий вид, габаритные и установочные размеры трансформаторов напряжения серии НДЕ с масляным делителем напряжения [7-2].

Таблица 7-1.

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ				
			Вторичных обмоток ЭМУ		
			Основной I	Основной II	Дополнительной
НДЕ-110 НДЕ-М-110	110 / $\sqrt{3}$	12,064	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1
НДЕ-220 НДЕ-М-220	220 / $\sqrt{3}$	12,064	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1
НДЕ-330 НДЕ-М-330	330 / $\sqrt{3}$	12,064	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1
НДЕ-500 НДЕ-М-500	500 / $\sqrt{3}$	12,064	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1
НДЕ-750 НДЕ-М-750	750 / $\sqrt{3}$	12,064	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1

Таблица 7-2.

Тип трансформатора	Мощность вторичных обмоток в классе точности, ВА						Предельная мощность, ВА
	Основной II	Основной I				Дополнительной	
	0,2	0,2	0,5	1,0	3,0	3Р	
НДЕ-110 НДЕ-М-110	30	120	200	400	800	600	1400
НДЕ-220 НДЕ-М-220	30	120	200	400	800	600	1400
НДЕ-330 НДЕ-М-330	37,5	150	300	500	800	600	1400
НДЕ-500 НДЕ-М-500	50	200	300	500	1000	600	1600
НДЕ-750 НДЕ-М-750	50	200	300	500	1000	600	1600

Примечание: основная обмотка II предназначена для коммерческого учета электроэнергии [7-2].

Оптоэлектронные трансформаторы напряжения

В трансформаторах напряжения с ячейками Керра или Погкельса световой поток модулируется электрическим полем в активном материале, расположенном между электродами, к которым приложено измеряемое напряжение – рис. 7-11.

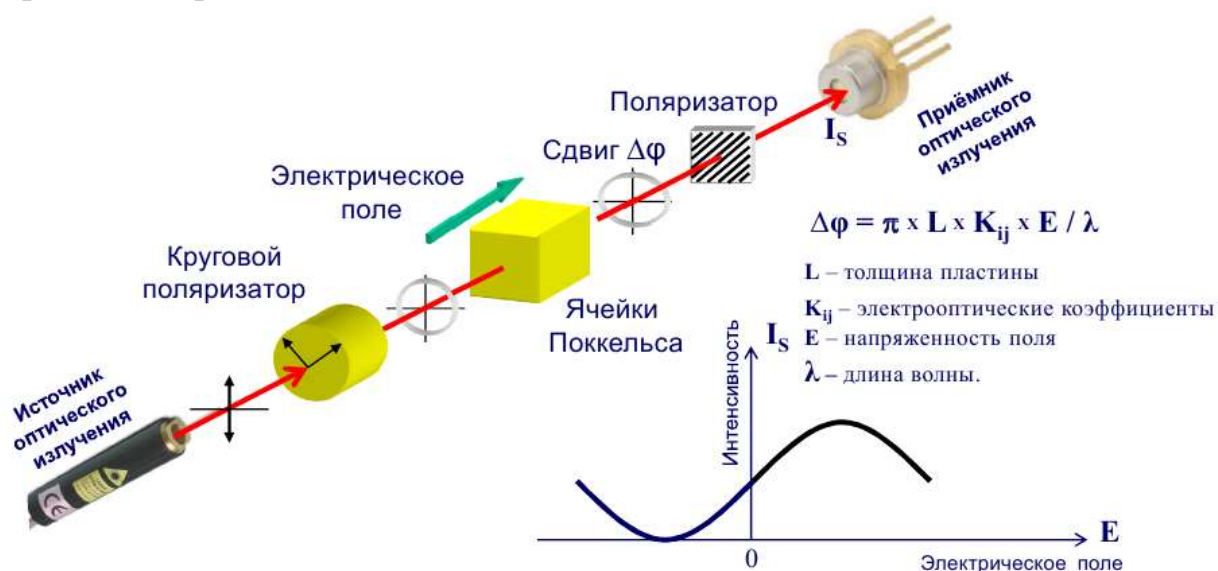


Рис. 7-11. Линейный электрооптический эффект Погкельса (1893 г) – возникновение двойного лучепреломления в оптических средах при наложении постоянного или переменного электрического поля [7-8].

Эффект Керра возникает во многих изотропных веществах (бензол, эпоксидные компаунды и др.), но наиболее часто используется нитробензол, проявляющий наибольший эффект. Линейный электрооптический эффект Поккельса наблюдается в пьезоэлектрических кристаллах, помещенных в электрическое поле. Сильнее всего этот эффект проявляется в кристаллах дигидрофосфата аммония ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$) и гидрофосфата калия (KH_2PO_4) в продольном электрическом поле, создаваемом с помощью кольцевых электродов [7-10].

Канадская компания NxtPhase T&D Corporation выпустила на рынок высоковольтный оптический измерительный трансформатор напряжения и тока NXCVT, сочетающий в себе преимущества двух трансформаторов в одном устройстве – рис. 7-12 [7-9].

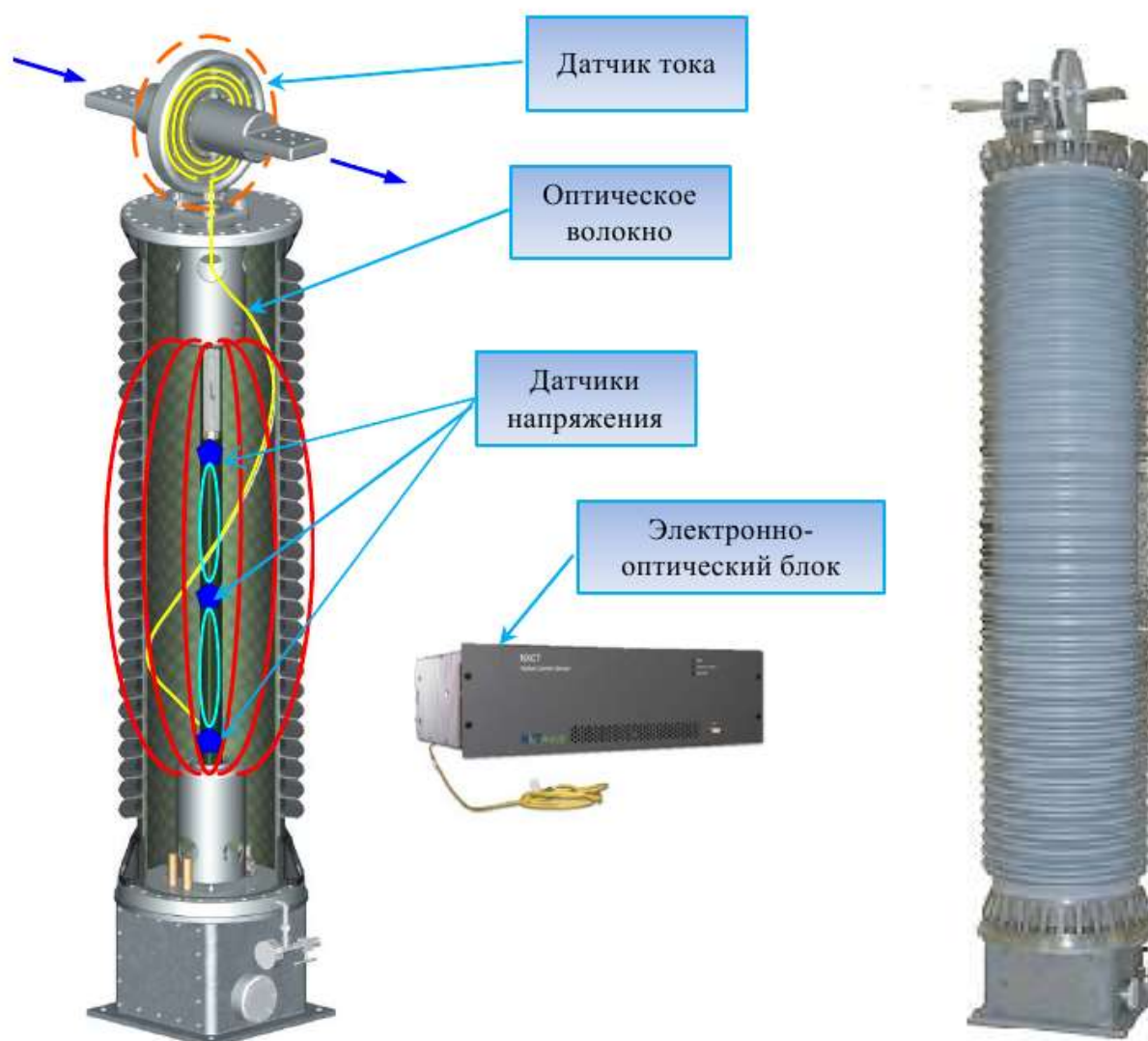


Рис. 7-12. Конструкция изоляционной колонны комбинированного измерительного трансформатора [7-9].

Уменьшенный размер и вес позволяют размещать его в ограниченном пространстве небольших подстанций.

Универсальные трансформаторы NXCVT могут быть использованы в информационно-измерительных системах технического и коммерческого учета электрической энергии; в системах контроля качества электрической энергии с возможностью оценки до 100 гармонических составляющих напряжения и тока в высоковольтных линиях электропередач.

8. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ (КРУЭ) [8-1]

Первые исследования и разработки и разработки КРУЭ начались в Научно-исследовательском институте высоковольтного аппаратостроения (НИИВА) в конце 60-х годов; первые промышленные КРУЭ были поставлены в эксплуатацию в 1977 году.

К настоящему времени в России накоплен более чем тридцатилетний опыт производства и эксплуатации КРУЭ. Находящиеся в производстве КРУЭ разработок прежних лет постоянно модернизируются. Смена поколений должна происходить не реже, чем раз в пять лет, что и имеет место в реальности.

По разработкам НИИВА различными компаниями, как в России, так и за рубежом, освоена и изготавливается серия КРУЭ на напряжения 110 – 800 кВ, отвечающая самым последним требованиям международных стандартов и мировой энергетики.

Основные области применения КРУЭ – следующие:

- крупные города, где из-за плотности застройки, большой стоимости земли и необходимости ввода высокого напряжения, в основном – по кабелям, в центральные районы, альтернативы КРУЭ просто не существует. Строительство подстанций возможно как в виде отдельных зданий, так и в виде подземных сооружений;
- труднодоступные районы с полностью автоматизированными подстанциями;
- объекты с сильно загрязненной атмосферой (металлургии и химии, а также ТЭЦ);
- береговые районы с солевыми туманами;
- гидростанции в скальном грунте с ограниченными или трудно осваиваемыми площадями под территорию подстанции;
- подстанции с ультравысоким напряжением 750 кВ и выше, где эксплуатация традиционного оборудования сильно затруднена, в том числе и по соображениям экологии, а само оборудование не может быть выполнено с требуемыми характеристиками надежности.

Наряду с минимизацией размеров оборудования применение КРУЭ имеет еще ряд положительных моментов, таких, как защита персонала от воздействия электрических и магнитных полей, повышенная безопасности обслуживания, отсутствие атмосферных воздействий на работу изоляции, контактных и конструктивных элементов, сниженные уровни шума при работе

оборудования, исключение радиопомех при эксплуатации КРУЭ, высокая сейсмостойкость.

Изоляция ячеек выдерживает наибольшее фазное рабочее напряжение промышленной частоты при аварийном понижении давления внутри КРУЭ до атмосферного.

Токоведущие части КРУЭ расположены в заземленных немагнитных оболочках, заполненных SF_6 под давлением. Разрыв оболочек исключен даже при дуговых перекрытиях.

Комплексность конструкции КРУЭ, включающей весь набор оборудования распределительного устройства, и выполнение его в виде отдельных блоков, облегчает проектные работы. Высокая заводская готовность элементов, поступающих на монтаж, позволяет сократить сроки, трудоемкость и стоимость строительства распределительного устройства и ввода его в эксплуатацию.

О проблемах, связанных с эксплуатацией элегазового оборудования, уже упоминалось выше, в разделе 4.

Назначение КРУЭ

Трехполюсные комплектные распределительные устройства, имеющие полную или частичную элегазовую изоляцию главных цепей, предназначены для приема, распределения и передачи электроэнергии, измерения параметров и коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока.

Каждая ячейка КРУЭ – коммутационные и измерительные устройства, устройства сопряжения, и др. – представляют собой рабочий элемент, заключенный в герметичную металлическую оболочку, заполненную элегазом. КРУЭ изготавливается либо как комплекс различных функциональных единиц (ячеек), каждая из которых выполняет функцию определенной части электрической схемы распределительного устройства, либо как комплекс отдельных необходимых элементов в соответствии с принятой к разработке электрической схемой.

По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шиносоединительные, трансформаторов напряжения, секционные, с одной или двумя системами сборных шин и т.п. – рис. 8-1. В настоящее время разработаны ячейки, в которых в одном герметизированном отсеке объединены разные аппараты, например выключатель с трансформаторами тока, сборные шины с

Расположение выключателя КРУЭ может быть вертикальным (рис. 8-2, 8-3) и горизонтальным (рис. 8-4). В зависимости от напряжения три фазы главных шин могут быть размещены в одной оболочке – рис. 8-2, либо выполнены с пофазной элегазовой изоляцией – рис. 8-4, 8-5.

Предельно допустимая концентрация элегаза в воздухе рабочей зоны – не более 5000 мг/м³ или 0,08% по объему. При такой концентрации элегаза обслуживающий персонал может работать в течение 8 часов при пятидневной рабочей неделе без вредных последствий для здоровья.

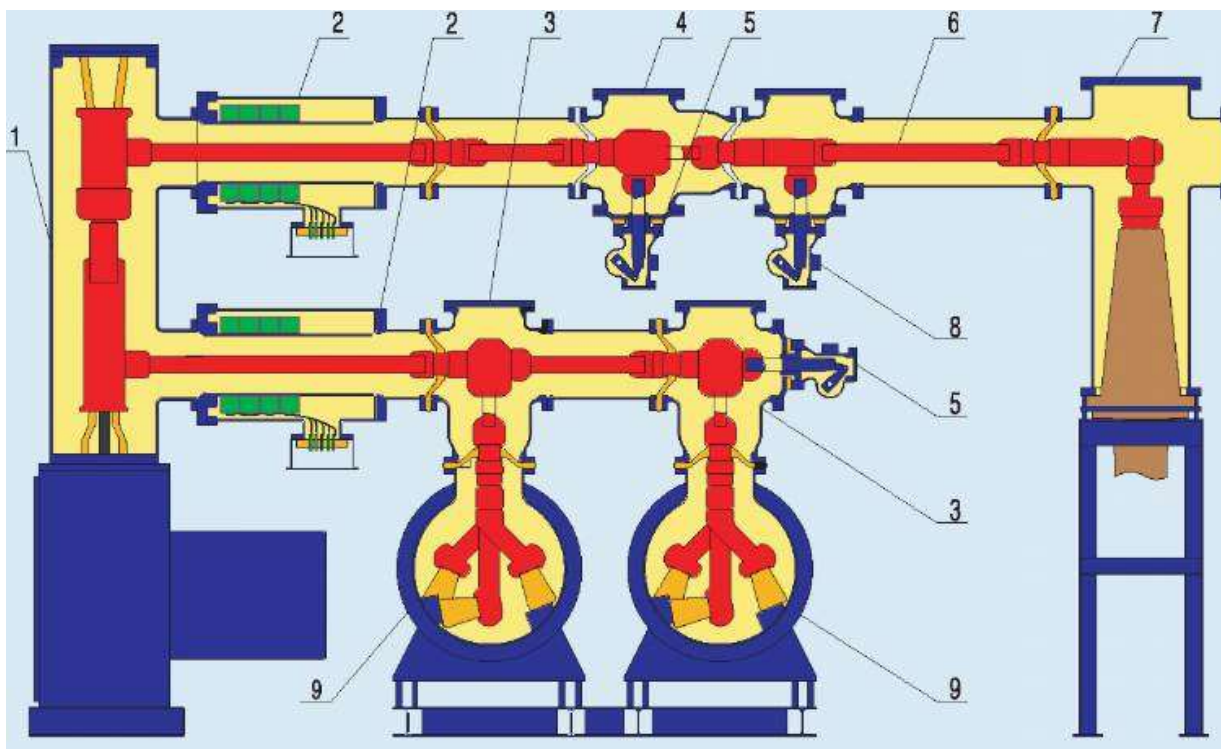


Рис. 8-2. Одна секция КРУЭ 220 кВ в разрезе [8-2]:

1 – высоковольтный выключатель; 2 – трансформатор тока; 3 – разъединитель (прямоугольного типа); 4 – разъединитель (линейного типа); 5 – заземлитель; 6 – местная шина; 7 – концевая кабельная муфта; 8 – заземляющий выключатель; 9 – главная шина.



Рис. 8-3. Внешний вид секции КРУЭ 220 кВ CHINT [8-2].



Рис. 8-4. Внешний вид секции КРУЭ 245 кВ компании ABB [8-3].



*Рис. 8-5. Смонтированное КРУЭ 220 кВ компании «АЛЬСТОМ Грид –Русал
Электротехиниинг» [8-4].*

КРУЭ российского производства [8-5]

КРУЭ 110 кВ – рис. 8-6. Изготовитель – ООО «Хендэ Электросистемы», Приморский край, г. Артем. Исполнение 145 SP-1 и 145 SP-2; представлены в виде модулей с высокой степенью гибкости, которые спроектированы с тремя фазами в общем кожухе для снижения размеров ячейки и уменьшения гистерезисных потерь. Основные характеристики – в табл. 8-1.



Рис. 8-6. КРУЭ 110 кВ.

Таблица 8-1.

Основные характеристики КРУЭ 110 кВ [8-5].

Параметр	Исполнение и величина параметра	
	145 SP-1	145 SP-1
Привод	Пружинномоторный	Гидравлический
Гашение дуги	Автокомпрессионное	Компрессионное
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Ток термической стойкости, кА	40	63
Номинальный ток, А	2000 / 3150	4000
Номинальная частота, Гц	50	50
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, выключатель/разъединитель	230 / 265	230 / 265
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ пик, выключатель/разъединитель	550 / 630	550 / 630
Номинальное давление газа, МПа (избыточное) 1 МПа = 9,87 атм	0,6 / 0,4	0,6 / 0,4

КРУЭ 220 кВ – рис. 8-7. Изготовитель – ООО «Хендэ Электросистемы», Приморский край, г. Артем. Исполнение серии – 300 SR, однофазное. Выключатель одноразрывный. Основные характеристики – в табл. 8-2.



Рис. 8-7. КРУЭ 220 кВ.

Таблица 8-2.

Основные характеристики КРУЭ 220 кВ [8-5].

Параметр	Исполнение и величина параметра	
	300 SR	
Привод	Пружинномоторный	Гидравлический
Гашение дуги	Автокомпрессионное	Компрессионное
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Ток термической стойкости, кА	50	63
Номинальный ток, А	1600 / 3000 / 4000	1600 / 3000 / 4000
Номинальная частота, Гц	50	50
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, выключатель/разъединитель	395 / 460	395 / 460
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ пик, выключатель/разъединитель	950 / 1050	950 / 1050
Номинальное давление газа, МПА (избыточное)	0,6 / 0,5	0,6 / 0,5

КРУЭ 500 кВ – рис. 8-8. Изготовитель – ООО «Хендэ Электросистемы», Приморский край, г. Артем. Исполнение серии – 550 SR, однофазное. Выключатель одноразрывный, расположение – горизонтальное. Основные характеристики – в табл. 8-3.



Рис. 8-8. КРУЭ 500 кВ.

Таблица 8-3.

Основные характеристики КРУЭ 500 кВ [8-5].

Параметр	Исполнение и величина параметра
	550 SR
Привод	Гидравлический
Гашение дуги	Компрессионное
Номинальное напряжение, кВ	500
Ток термической стойкости, кА	63
Номинальный ток, А	4000
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, КРУЭ / выключатель (разъединитель)	620 / 815
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ пик, выключатель / разъединитель	1425 / 1725 (1425+300)
Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ пик	1175 / 1330 (900+430)
Номинальное давление газа, МПА (избыточное)	0,7 / 0,45

КРУЭ 750 кВ – рис. 8-9. Изготовитель – ООО «Хендэ Электросистемы», Приморский край, г. Артем. Исполнение серии – 800 SR, однофазное. Выключатель двухразрывный. Основные характеристики – в табл. 8-4.



Рис. 8-9. КРУЭ 750 кВ.

Таблица 8-4.

Основные характеристики КРУЭ 750 кВ [8-5].

Параметр	Исполнение и величина параметра
	800 SR
Привод	Гидравлический
Гашение дуги	Компрессионное
Номинальное напряжение, кВ	750
Ток термической стойкости, кА	63
Номинальный ток, А	8000
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, КРУЭ / выключатель (разъединитель)	830 / 1240
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ пик, выключатель / разъединитель	2100 / 2550 (2100+450)
Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ пик	1425 / 2000 (1360+640)
Номинальное давление газа, МПа (избыточное)	0,7 / 0,4

Номинальное давление газа в МПа – это максимальное рабочее давление, которое система может выдерживать в течение срока службы.

Избыточное давление – разница между абсолютным давлением внутри сосуда и атмосферным давлением. Уставка срабатывания реле контроля давления.

9. НЕЛИНЕЙНЫЕ ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) – электрические аппараты, предназначенные для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. Основным элементом ОПН является нелинейный резистор – варистор (varistor, от англ. Vari(able) (Resi)stor – переменное, изменяющееся сопротивление) [9-1].

Основное отличие материала нелинейных резисторов ограничителей от материала резисторов вентильных разрядников состоит в резко нелинейной вольт-амперной характеристике (ВАХ) и повышенной пропускной способности. Применение в ОПН высоконелинейных резисторов позволило исключить из конструкции аппарата искровые промежутки, что устраняет целый ряд недостатков, присущих вентильным разрядникам.

Высоколинейные резисторы объемного типа (варисторы), применяемые в ОПН, выполнены из оксидно-цинковой или металлооксидной керамики – нелинейного материала, получаемого в результате высокотемпературного обжига (до 1300 °С) специальной смеси. Смесь состоит из окиси цинка ZnO и некоторого количества оксида другого металла, например висмута, сурьмы, кобальта, марганца и т.п. Масса основной добавки составляет менее 4% массы оксида цинка. Коэффициент нелинейности оксидно–цинковой керамики одного и того же образца составляет 0,02 - 0,06 и зависит от сочетания добавок к оксиду цинка и температуры обжига материала [9-2].

Микроструктура варисторов включает в себя кристаллы оксида цинка (полупроводник n – типа) и междукристаллической прослойки (полупроводник p – типа). Таким образом, варисторы на основе оксида цинка ZnO являются системой последовательно–параллельно включённых p – n переходов. Эти p – n переходы и определяют нелинейные свойства варисторов, то есть нелинейную зависимость величины тока, протекающего через варистор, от приложенного к нему напряжения.

В настоящее время варисторы для ограничителей изготавливаются как цилиндрические диски диаметром 28 – 150 мм, высотой 5 – 60 мм. На торцевой части дисков методом металлизации наносятся алюминиевые электроды толщиной 0.05-0.30 мм (рис 9-1). Боковые поверхности диска покрывают глифталевой эмалью, что повышает пропускную способность при импульсах тока с крутым фронтом [9-1]. Диаметр варистора (точнее – площадь поперечного сечения) определяет пропускную способность варистора по току, а его высота – параметры по напряжению.



Рис. 9-1. Высокоградиентные варисторы EPCOS нового поколения с повышенной пропускной способностью [9-3].

Показанные на рис. 9-1 высокоградиентные варисторы EPCOS нового поколения с повышенной пропускной способностью обладают отличными защитными характеристиками и выгодно выделяются качественным исполнением боковой изоляции – это предотвращает возможные перекрытия варисторов по боковой поверхности при импульсах высокой амплитуды и крутизны, а значит, повышается надежность аппарата в целом [9-3].

При изготовлении ОПН то или иное количество варисторов соединяют последовательно в так называемую колонку. В зависимости от требуемых характеристик ОПН и его конструкции и имеющихся на предприятии варисторов ограничитель может состоять из одной колонки (состоящей даже из одного варистора) или из ряда колонок, соединённых между собой последовательно/параллельно.

Вольт–амперная характеристика конкретного варистора зависит от многих факторов, в том числе от технологии изготовления, рода напряжения – постоянного или переменного, частоты переменного напряжения, параметров импульсов тока, температуры и др. Типовая вольт–амперная характеристика варистора с наибольшим длительно допустимым напряжением 0.4 кВ в линейном масштабе приведена на рис. 9-2 [9-1].

На вольт – амперной характеристике варистора можно выделить три характерных участка: 1) область малых токов; 2) средних токов и 3) больших токов.

Область *малых токов* – это работа варистора под напряжением, не превышающим наибольшее допустимое рабочее напряжение. В данной области сопротивление нелинейного резистора весьма значительно. В силу

неидеальности варистора сопротивление хотя и велико, но не бесконечно, поэтому через варистор протекает ток проводимости – десятые доли миллиамперметра. Ток носит емкостной характер, вследствие чего в ОПН не выделяется активная мощность, и он может неограниченно долго находиться под рабочим напряжением. В результате ОПН не требует обслуживания и контроля параметров в процессе эксплуатации [9-4].

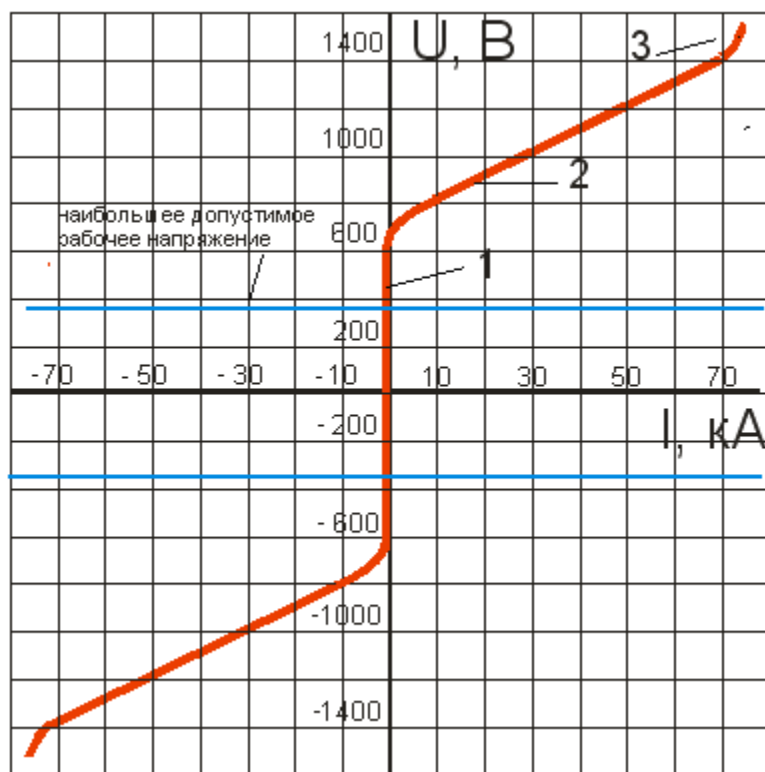


Рис. 9-2. Вольт–амперная характеристика варистора [9-1].

При возникновении грозовых или коммутационных импульсов перенапряжений в сети варистор переходит в режим *средних токов*. На границе первой и второй областей происходит перегиб вольт–амперной характеристики, при этом сопротивление варистора резко уменьшается (до долей Ома).

Переход из «закрытого» в «открытое» состояние занимает меньше 1 наносекунды (в отличие от разрядников с искровыми промежутками, у которых это время равняется нескольким микросекундам) [9-5]. Ток через ОПН возрастает до сотен ампер при появлении коммутационных перенапряжений и до тысяч ампер при воздействии грозовых перенапряжений. Резисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание перенапряжения до уровня, безопасного для изоляции защищаемого электрооборудования. Когда перенапряжение снижается, ограничитель вновь возвращается в непроводящее состояние. Варистор поглощает энергию

импульса перенапряжения, выделяя затем её в виде тепла, рассеивая в окружающее пространство. Импульс перенапряжения сети «срезается» – рис. 9-3 [9-1, 9-4].

В третьей области (*больших токов*) сопротивление варистора снова резко увеличивается. Эта область для варистора является аварийной [9-1].

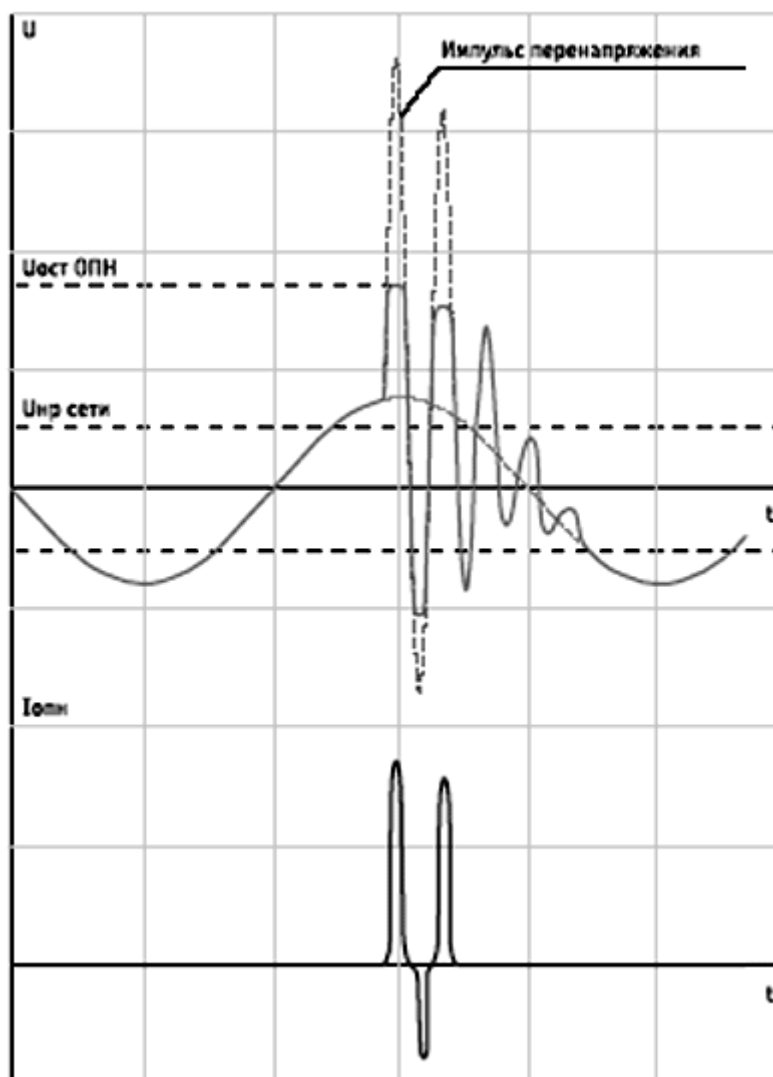
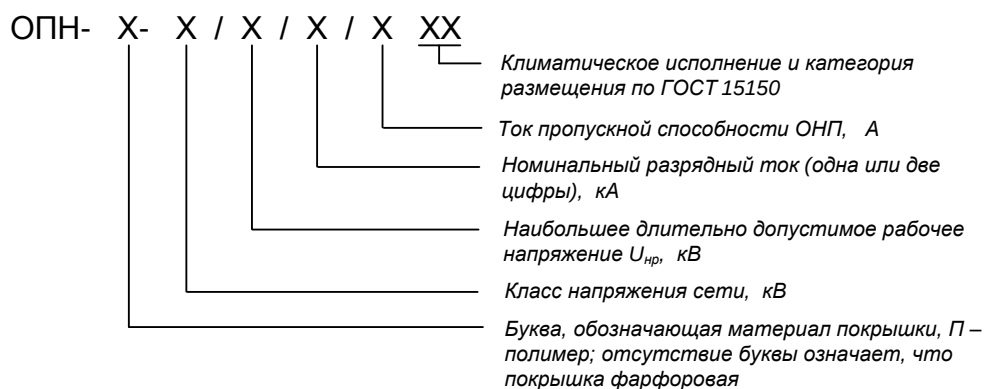


Рис. 9-3. Графики изменения тока и напряжения на ОПН при повышении действующего напряжения [9-4].

Так же как и вентильные разрядники, электрическая схема и конструктивное решение ОПН должны обеспечить удовлетворение двух противоречивых требований. С одной стороны, должны быть обеспечены необходимые защитные характеристики в режимах ограничения как атмосферных, так и коммутационных перенапряжений. С другой – аппарат должен иметь достаточный ресурс пропускной способности при импульсных

токовых воздействиях и стабильность параметров в нормальном эксплуатационном режиме и при воздействии резонансных перенапряжений, для того чтобы срок его службы был не менее 20-30 лет.

Рекомендуемая структура условного обозначения ОПН



Пример условного обозначения:

ОПН-П-220/146/10/550 УХЛ 1 – ограничитель перенапряжения нелинейный в покрышке из полимера; класс напряжения сети – 220 кВ, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 146 кВ, номинальный разрядный ток 10 кА, ток пропускной способности ОПН 10 А; климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1 – на открытом воздухе.

Основными параметрами ограничителя являются [9-6]:

- наибольшее длительно допустимое напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- остающееся напряжение при нормированных токах;
- удельная энергоемкость;
- ток пропускной способности.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН – это установленное максимально допустимое действующее значение напряжение промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно между выводами ОПН и не приводит к повреждению при нормированных воздействиях.

Наибольшее допустимое напряжение ограничителя $U_{н.д.}$ должно быть большим, чем величина рабочего напряжения промышленной частоты на выводах ограничителя. При размещении ограничителей в трехфазных сетях местоположение ОПН играет решающую роль: между фазой и землей, между нейтралью трансформатора и землей, между фазами. В зависимости от способа

включения ОПН определяется наибольшее напряжение, воздействующее на ОПН. В сетях с эффективно заземленной нейтралью за наибольшее рабочее напряжение принимается максимальное фазное рабочее напряжение сети. Если оно не известно, то необходимо использовать наибольшее рабочее напряжение сети или наибольшее напряжение оборудования. В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов за наибольшее значение напряжения принимается линейное напряжение сети. Для обеспечения наилучших показателей защищенности в сетях различного исполнения ПГ «Таврида Электрик» выпускает ограничители с набором $U_{н.д.}$ на каждый класс напряжения – табл. 9-1 [9-6].

Таблица 9-1.

<i>Класс напряжения сети, кВ</i>	<i>Наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ</i>
3	4.0
6	6.0, 6.6, 6.9, 7.6
10	10.5, 11.5, 12.0, 12.7
27	30.0, 33.0
35	40.5, 42
110	56.0, 66.0, 73.0, 77.0, 84.0
220	146.0, 154.0, 168.0

Номинальный разрядный ток ОПН – максимальное значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ОПН.

Остающееся напряжение ОПН – амплитудное значение напряжения на выводах ОПН во время прохождения разрядного грозового или коммутационного тока с амплитудой I .

Ток пропускной способности ОПН – это способность выдержать 18 раз прямоугольный импульс тока длительностью 2000 мкс.

Удельная энергоёмкость – это отношение выделившейся в ОПН энергии при прямоугольном импульсе тока 8/20 к наибольшему рабочему напряжению.

В нормальных эксплуатационных условиях, когда воздействующее напряжение не превосходит $U_{н.д.}$ ограничителя, через ОПН протекает в основном емкостной ток. При этом выделяющаяся энергия полностью рассеивается в окружающую среду и ограничитель работает в стабильном тепловом равновесии. Коммутационные перенапряжения, возникающие в сети, вызывают дополнительное выделение энергии. Условия сохранения теплового баланса требуют, чтобы величина этой энергии не превышала допустимой $W_{уд} * U_{н.д.}$. В табл. 9-2 представлены значения удельной энергоёмкости ОПН производства «Таврида Электрик»

Таблица 9-2.

Удельная энергоемкость ОПН/TEL

Тип ОПН	ОПН-РС	ОПН-КС	ОПН-КР	ОПН-Т	ОПН-У
$W_{уд}$, кДж/кВ	2.5	4.0	3.6	4.0	4.0

В целом энерговыделение в ОПН при коммутационных воздействиях в сетях среднего напряжения невелико. Наиболее опасными, с точки зрения рассеиваемой в ОПН энергии, являются коммутации длинных кабельных присоединений и конденсаторных батарей. Электрическая энергия, запасенная в емкости при перенапряжениях, рассеивается на активном сопротивлении ОПН. Исходя из баланса энергий можно оценить выделяемую в ограничителе энергию по следующему выражению:

$$W = 0.5 * C * [(K_{п} * 0.82 * U_{нр})^2 - (1.77 * U_{н.д.})^2],$$

где C – емкость кабеля или конденсаторной батареи;

$K_{п}$ – кратность перенапряжений (см. табл. 9-3);

$U_{н.р}$ – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования;

$U_{н.д.}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Таблица 9-3.

**Характеристика внутренних перенапряжений
(сети с изолированной и резонансно заземленной нейтралью) [9-6]**

Вид перенапряжений	Кратность перенапряжений	Вероятность перенапряжений
Дуговые замыкания на землю (изолированная нейтраль)	3 – 3.5	0.05
Дуговые замыкания на землю (резонансно заземленная нейтраль)	2.6	0.05
Резонансные перенапряжения	до 4	–
Включение электродвигателей	2.6 – 3.3	–
АПВ и АВР электродвигателей	4.0 – 4.5	–
Отключение ненагруженных линий	3.0 – 4.5	0.02 – 0.07
Отключение ненагруженных трансформаторов	4.0 – 4.5	0.02
Отключение двойного замыкания на землю	3.3	–
Отключение двухфазных коротких замыканий	4 – 4.5	–
Отключение электродвигателей	4.0 – 5.0	5.0

Полученное значение необходимо сравнить со способностью выбранного типа ограничителя поглощать энергию при коммутационных перенапряжениях.

Если энергетическая стойкость выбранного типа ограничителя не достаточна, следует выбрать ограничитель с более высоким значением $U_{н.д.}$. Если это приводит к неприемлемому уровню защиты, то необходимо использовать параллельную установку ОПН для распределения энергии между несколькими ограничителями. В этом случае важно, чтобы ограничители были одного типа и их характеристики (классификационное напряжение) отличались друг от друга не более чем на 5%. Данное требование обусловлено необходимостью равномерного распределения энергии между ОПН.

Конструктивное устройство ОПН

Параметры материала нелинейного рабочего резистора (НРР) в значительной степени определяют срок службы ОПН. Основное значение имеют градиент напряжения, температурный коэффициент тока, температура окружающей среды, условия теплоотдачи, приложенное напряжение. В процессе старения возрастает активная составляющая тока и, соответственно, активная мощность. НРР набирается из того или иного числа единичных дисковых резисторов, соединенных последовательно или последовательно-параллельно. Надежный электрический контакт между ними обеспечивается металлизацией их торцевых поверхностей и контактным нажатием.

При последовательном соединении единичных высоко нелинейных резисторов напряжение между ними распределяется очень неравномерно, что обуславливается не только емкостным распределением напряжения, но и различной электрической проводимостью отдельных резисторов, градиентом напряжения при заданном токе, тангенсом угла дельта диэлектрических потерь резисторов. Увеличение числа последовательно соединенных резисторов уменьшает неравномерность распределения напряжения. Выравнивание его по высоте аппарата достигается посредством трубчатого экранного кольца, закрепляемого на верхней крышке элемента, что существенно облегчает работу НРР [9-4].

Один из вариантов компоновки НРР: диски из оксидно–цинковой керамики помещаются в специальную термоусаживаемую трубку (трубка полиэтиленовая радиационно–модифицированная), которая при нагревании вместе с дисками до температуры 170-180°C плотно облегает колонку из дисков, создавая продольное и поперечное давление. Продольное давление обеспечивает электрический контакт между отдельными дисками, а поперечное создает из разрозненных дисков одно конструктивное целое – колонку. Пропускная

способность НРР определяется площадью поперечного сечения единичного резистора (ЕР) и градиентом напряжения. Увеличение ее достигается увеличением диаметра дисков. Толщина диска ЕР определяется специальными расчетами, где решающее значение имеет обеспечение наибольшего теплоотвода с целью предотвращения прогорания материала диска по цепи протекания сопровождающего тока. Этот размер НРР определяется при разработке ОПН [9-4].

Устройство ОПН фирмы «ABB» [9-4]. Состоит из внешнего изолятора, выполненного из негаллогенированной силиконовой резины с концевыми фланцами и выводами, выполненными из нержавеющей стали, алюминия или меди. Внутренняя часть ОПН состоит из металлооксидных варисторов, стальных прокладок, алюминиевых компонентов, стекловолоконных стяжек и арамидных волокон – рис. 9-4.

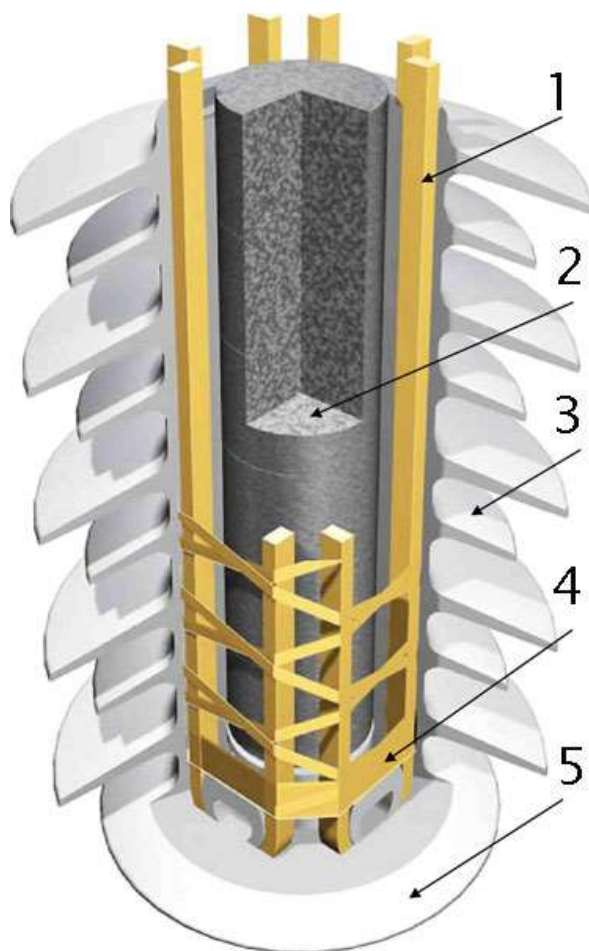


Рис. 9-4. Конструкция ОПН серии PEXLIM [9-4]: 1 – усиливающие элементы; 2 – варисторы; 3 – крышка; 4 – защитная лента; 5 – фланец.

Включает в себя один или несколько модулей, каждый из которых содержит одну колонку варисторов. Силиконовая крышка наносится на

активную часть методом непосредственного вакуумного литья в специальной холдинговой машине. Фланцы соединены друг с другом двумя или более усиливающими элементами из стекловолокна, что придает ОПН высокие механические характеристики. Благодаря тому, что силиконовая изоляция наносится непосредственно на варисторы, внутри нет воздуха и, как следствие, отсутствуют внутренние частичные разряды. Кроме того, улучшаются условия охлаждения варисторов, что улучшает энергопоглощающую способность ОПН.

Использование полимерной изоляции повышает взрывобезопасность ОПН и позволяет избавиться от специальных устройств по сбросу давления. На внутренней стенке полимерного корпуса имеются специальные насечки, и в случае внутреннего перекрытия аппарата происходит разрыв корпуса в этих местах [9-4].

Устройство ОПН фирмы «Таврида электрик» [9-4]. Технология сборки нелинейных резисторов ОПН в трекингостойкий полимерный корпус фирмы «Таврида электрик» уникальна и аналогов в мировой практике не имеет. При сборке ограничителей ОПН-КР/TEL, ОПН-РТ/TEL колонка резисторов заключается между металлическими электродами и запрессовывается в оболочку из специального атмосферостойкого полимера, который обеспечивает требуемые механические и изоляционные свойства ограничителей. Эта конструкция хорошо зарекомендовала себя при различных условиях эксплуатации, включая районы с высоким уровнем атмосферных загрязнений. Ограничители ОПН-КР/TEL выпускаются для внутренней и наружной установки. Ограничители типа ОПН-РТ/TEL выпускаются только для внутренней установки, за исключением исполнения ОПН-РТ-3. Ограничители имеют одинаковую конструкцию и отличаются только длиной пути утечки изоляционного корпуса.

Ограничители типа ОПН/TEL-220 представляют собой аппараты вертикальной установки опорного типа – рис. 9-5.

Прочный стеклоэпоксидный цилиндр с последовательно соединенными резисторами внутри обеспечивает требуемые механические свойства. Металлические фланцы и силиконовая изоляция, образующая одновременно как внешнюю изоляционную поверхность, так и внутреннюю изоляцию колонки резисторов, определяет заданные изоляционные свойства ограничителя. Взрывобезопасность ограничителя обеспечивается наличием предохранительного устройства для сброса давления, выполненного в виде специальных противовзрывных отверстий.

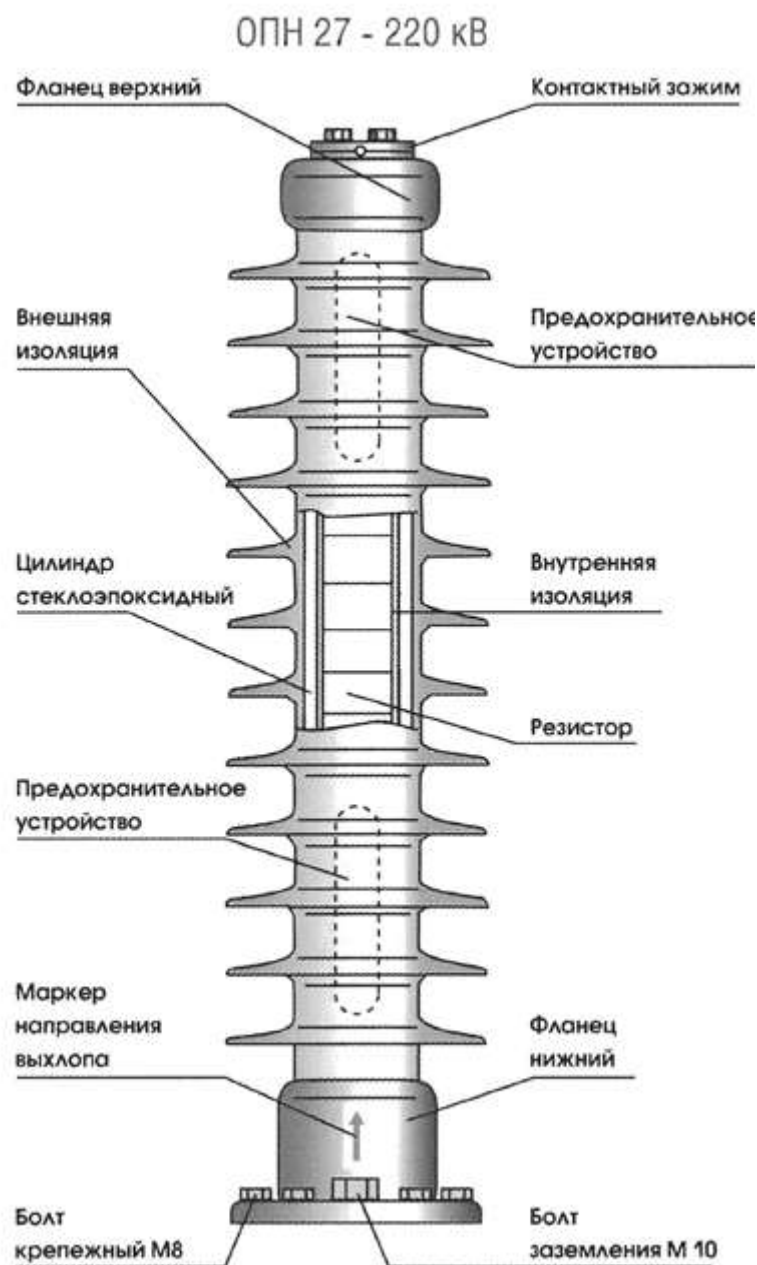


Рис. 9-5. Конструкция ОПН/TEL [9-4].

Проблемы выбора ОПН [9-7]

Трудности начинаются на самом первом этапе проверки ОПН. Кривая «напряжение – время» для ограничителей приводится производителем для синусоидальных напряжений частотой 50 Гц. На практике форма воздействия при квазистационарных перенапряжениях оказывается более сложной (содержит апериодическую составляющую, наложенные затухающие колебания более высоких частот, гармоники). Влияние этих дополнительных факторов на термическую устойчивость ОПН изучено слабо и вряд ли может быть легко

учтено. Представляется разумным проведение численного расчета энергий, поглощаемых ОПН при квазистационарных перенапряжениях, и сопоставление их с допустимыми значениями напрямую, минуя характеристику «напряжение – время». Однако на этом пути имеются затруднения расчетного характера.

Расчетные значения энергий, поглощаемых ОПН при ограничении коммутационных перенапряжений (совместно с квазистационарными), существенно зависят от вольтамперной характеристики аппарата по причине ее резкой нелинейности (малые отклонения напряжений приводят к большим изменениям токов). В соответствии с ГОСТ Р 52725 производитель указывает для ОПН остающиеся напряжения – максимальные значения напряжения на ограничителе при протекании через него импульсных токов с данными амплитудой и формой импульса. При этом действительная вольтамперная характеристика может лежать ниже и нигде не оговаривается, насколько ниже. Для расчета же энергий в ОПН нужна оценка снизу, то есть минимальные значения напряжений. Без нее энергетические расчеты неизбежно будут давать заниженную оценку реальных воздействий.

Более того, при работе ограничителей в условиях квазистационарных перенапряжений значительная часть энергии поглощается ограничителями на сравнительно малых токах, что требует информации о точках вольтамперной характеристики в этой области. Такие данные в каталогах отсутствуют, их нет порой даже у самих производителей.

Производители указывают энергоемкость ОПН, которая повсеместно используется проектировщиками для сравнения с расчетной энергией, поглощаемой ОПН при коммутационных и квазистационарных перенапряжениях, как правило, для одного импульса тока пропускной способности, реже для двух. Однако при испытаниях на пропускную способность ОПН обязательно выдерживает приложение трех таких импульсов фактически подряд (с интервалом 50–60 секунд), серией из шести групп, с паузой для остывания между группами импульсов (всего 18 импульсов). Таким образом, энергия, которая успешно рассеивается при испытаниях ОПН, имеет, как правило, трехкратный запас по сравнению с той, которую приводит производитель в качестве энергоемкости ОПН и на которую ориентируется проектировщик. Запас этот получается весьма большим, что требует обоснования, найти которое в нормативных документах и периодической печати не удастся.

10. УПРАВЛЯЕМЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Идея создания управляемой линии электропередачи переменного тока далеко не нова. Отечественными и зарубежными научными школами предлагалось много вариантов ее реализации, но в принципе все они сводятся к компенсации индуктивного сопротивления и емкостной проводимости линии. Отнюдь не претендуя на полноту обзора, а в ряде примеров – упоминая лишь публикации, доступные авторам, рассмотрим некоторые из этих вариантов.

В основу изменения характеристик линии положено уменьшение волнового сопротивления и увеличение ее натуральной мощности. Наиболее простым способом достижения этого является сближение проводов соседних фаз (уменьшение среднегеометрического расстояния между фазами) до значений, допускаемых ПУЭ, с учетом раскачивания проводов в пролете и воздействующих перенапряжений. Фиксация расстояния возможна путем установки изоляционных междуфазовых распорок. Ограничение коронного разряда достигается изменением количества проводов в фазе, а использование т.н. «глубокого расщепления» позволяет увеличить натуральную мощность линии пропорционально сечению проводов. Возможные конструкции линий были предложены Ленинградским политехническим институтом и Северо-Западным отделением института «Энергосетьпроект» и получили название «компактных линий повышенной натуральной мощности» или просто компактных линий [10-1]. Перенапряжения ограничиваются управляемыми шунтирующими реакторами.

Другим направлением «прорыва» через традиционную практику проектирования линий явились предложения российских [10-2, 10-3] и американских [10-4] специалистов, разрабатывавшиеся параллельно и независимо с середины 60-х годов прошлого столетия. Суть этих предложений – предельное сокращение расстояний между соседними фазами двухцепных линий, допустимое по условию надежности работы при воздействии перенапряжений, с установкой междуфазовых изоляционных распорок. Разработке линий такого типа очень большое внимание уделялось в Московском энергетическом институте, ВГПИиНИИ «Энергосетьпроект» и в Отделе энергетической кибернетики Академии наук Республики Молдова [10-5 – 10-9]. Предложенные линии первоначально назывались полуразомкнутыми, управляемыми электропередачами повышенной пропускной способности и сниженного экологического влияния, а затем – управляемыми самокомпенсирующимися высоковольтными линиями (УСВЛ). Вариант, когда

номинальные напряжения цепей различны, получил самостоятельное название – комбинированные высоковольтные линии (КВЛ). Увеличение пропускной способности линии достигается благодаря использованию эффекта взаимного влияния друг на друга цепей, работающих в режиме «противофазы» (системы одноименных векторов напряжений цепей сдвинуты на угол $\theta = 180^\circ$). Кроме того, в этом режиме цепи линии взаимно экранируют друг друга и в результате снижается величина напряженности электрического поля под линией, т.е. уменьшается экологическое влияние ЛЭП. Характерной особенностью управляемых линий электропередачи является возможность целенаправленного изменения эквивалентных параметров цепей и тем самым – управления режимом работы линии путем регулирования угла θ . При изучении вопроса – какие факторы влияют на пределы регулирования угла – было, в частности, выявлено, что для некоторых вариантов исполнения КВЛ при углах θ , близких к 0° возможно возникновение реверсивного потока мощности по цепи низшего напряжения (НН) – [10-10, 10-11]. Режим получил название «перекомпенсации», т.к. при этом эквивалентное реактивное сопротивление цепи НН становится отрицательным.

Уже упоминавшиеся выше шунтирующие реакторы (ШР) первоначально предназначались для компенсации избыточной зарядной мощности. Для ЛЭП 500 кВ и выше ШР выполняют также функции снижения коммутационных перенапряжений и гашения дуги в паузе ОАПВ, подпитываемой оставшимися под напряжением двумя другими фазами через междуфазные емкости линии. Замена нерегулируемых ШР на управляемые позволяет увеличить передаваемую мощность до натуральной [10-12 – 10-14].

Линии и вставки постоянного тока (ВПТ) используются в основном для связи энергосистем, работающих с разными номинальными частотами, для передачи больших мощностей на дальние расстояния и для оперативного управления обменными потоками мощности между энергосистемами [10-15 – 10-17]. Электромеханические вставки переменного тока (ЭВПТ) обеспечивают не только электромагнитное секционирование системы (аналогично ВПТ), но и полную локализацию электромагнитных и электромеханических переходных процессов в рамках каждой из объединяемых электроэнергетических систем (ЭЭС) при сохранении заданного перетока мощности по связи [10-18, 10-19]. Но поскольку ВПТ и ЭВПТ являются дорогостоящими и непросты в эксплуатации, оправдан поиск и иных путей решения проблемы – использование для создания управляемых ЛЭП регулируемых компенсирующих устройств. В той или иной форме эти варианты обсуждаются достаточно часто, точнее – как только

появляются перспективные предложения и возможности их технической реализации. Так было с устройствами продольной емкостной компенсации (УПК), управляемыми шунтирующими реакторами, источниками реактивной мощности (ИРМ), комбинированными и самокомпенсирующимися ЛЭП, фазоповоротными устройствами, накопителями электроэнергии. Какие-то идеи реализовались, другие или не нашли широкого применения, или были отложены до лучших времен.

Прогресс в развитии технологии полупроводников позволил в начале 90-х годов приступить к изготовлению запираемых тиристоров и быстродействующих диодов, шкала которых охватывает напряжения от 2500 до 6000 В и отключаемый ток от 1500 до 4000 А [10-14]. В результате ведущие электротехнические фирмы мира резко активизировали разработку нового класса мощных преобразователей напряжения и различных статических устройств на их основе. Использование их в системах переменного тока придает ЛЭП новые свойства и качества, приближая их, например, по управляемости передаваемой мощностью к передачам и вставкам постоянного тока [10-14, 10-15, 10-20]. Линии, оснащенные этими устройствами, в зарубежных публикациях получили название FACTS (Flexible AC Transmission Systems – гибкие системы передачи переменного тока). Под гибким управлением режимами работы ЛЭП понимают возможность изменения передаваемой по ней активной мощности, а также сопутствующей реактивной мощности за счет воздействия на значения напряжений, импеданса и угла передачи. Поскольку стоимость оборудования FACTS составляет 10–30% стоимости оборудования передач и вставок постоянного тока, идея гибкого управления ЛЭП становится привлекательной и с экономических позиций [10-14].

На первый взгляд, использование гибких линий электропередачи (ГЛЭП) дает возможность [10-15, 10-20]:

- увеличить пропускную способность линии практически до теплового предела;
- обеспечить принудительное распределение мощности в замкнутой сети (включая реверс мощности);
- повысить устойчивость системы.

Однако все эти преимущества требуют тщательного анализа. Действительно: увеличение пропускной способности линии, дополненной FACTS–регулятором, дает рост плотности тока в проводе и, следовательно, – рост потерь мощности. В результате появляется необходимость технико-экономического сравнения – либо реконструкция линии с заменой проводов на

бóльшие сечения (и, возможно, замена ряда опор), либо – работа с увеличенными потерями.

Второе. Что будет с устойчивостью работы электропередачи при выходе из строя FACTS–регулятора или его элементов, и резкого возврата на характеристику мощности обычной ЛЭП? Этот вопрос требует проверки, хотя следует отметить, что в [10-15], со ссылкой на реферируемые зарубежные публикации отмечается, что рассматриваемые регуляторы позволяет мгновенно воздействовать на параметры электропередачи и обеспечить сохранение статической и динамической устойчивости.

И, наконец, принудительное распределение мощности. Выгода очевидна – жесткое регулирование потока активной мощности по линии (аналогично вставке постоянного тока). Но плата за это достаточно серьезна. Начнем с того, что для перевода линии в режим реверса требуется изменить знак угла δ , характеризующего режим протяженной электропередачи. Любые иные действия по осуществлению режима реверса математически можно интерпретировать как «перекомпенсацию» эквивалентного индуктивного сопротивления электропередачи – передача активной мощности от вектора отстающего напряжения к вектору опережающему характерна для линии, имеющей преобладающее емкостное сопротивление – [10-21]. Там же отмечается, что в режиме «перекомпенсации» возможно возникновение перенапряжений на приемном конце линии и на устройствах регулирования.

В процессе перевода в режим реверса, в зависимости от возможностей регуляторов не исключен, а иногда и обязателен проход «точки нуля», когда $X_{\text{экв}} = 0$. Такой режим аналогичен резонансу токов в последовательной RLC-цепи и может привести к нарушению нормальной работы электроэнергетической системы (ЭЭС), содержащей управляемую ЛЭП.

Поскольку при действии FACTS–регуляторов режим электропередачи может изменяться в значительных пределах, необходимо хотя бы в предварительном плане оценивать, как работа регуляторов отразится на функционировании устройств релейной защиты и автоматики линий.

Конструкция устройств FACTS

В основе FACTS – автономный инвертор напряжения на запираемых тиристорах, шунтированных встречно включенными диодами. Диоды и тиристоры должны иметь одинаковые номинальные токи и напряжения. Принципиальная схема устройства приведена на рис. 10-1, где $T_1 - T_6$ —

запираемые тиристоры; $D_1 - D_6$ — диоды. Нумерация тиристоров и диодов соответствует порядку их включения. На полюсах D и K моста инвертора включен конденсатор постоянного напряжения C , который можно считать идеальным источником постоянного напряжения или накопительным элементом. Мост подключен к линии через понижающий трансформатор. Эта схема носит название «статический конденсатор» (СТАТКОН) [10-22] или «преобразователь напряжения» (ПН) [10-14].

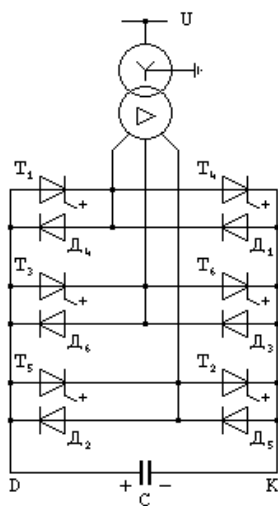


Рис. 10-1. Принципиальная схема шестифазного СТАТКОН

Некоторые статические устройства, которые могут быть созданы на основе этой схемы, приведены на рис. 10-2 [10-23, 10-24].

На рис. 10-2 наглядно показаны возможности статических устройств нового поколения. (Поскольку все они основаны на технологии FACTS, в качестве обобщающего названия можно предложить «FACTS-регуляторы»).

Управляемое устройство продольной компенсации (поз. 1) позволяет изменять эквивалентное реактивное сопротивление линии X и выполняется либо так, как показано на рис. 10-2 – включает в себя конденсаторную батарею и подключенную параллельно ей тиристорно-реакторную группу с плавным регулированием, либо управляется тиристорными ключами, шунтирующими секции конденсаторной батареи (разработки Siemens и ABB) [10-14]. Альтернативой этому техническому решению является управляемый источник напряжения (УИН) – поз. 1а [10-25]. УИН позволяет иметь регулируемое независимо от тока линии напряжение $\Delta \dot{U}$ как в емкостном, так и в индуктивном диапазоне, что дает возможность получить более широкий, чем у управляемой УПК, регулировочный диапазон потока активной мощности, эффективно демпфировать колебания мощности в переходных режимах. К тому

же тиристорное оборудование находится на потенциале земли, за трансформатором, что упрощает его эксплуатацию [10-14].

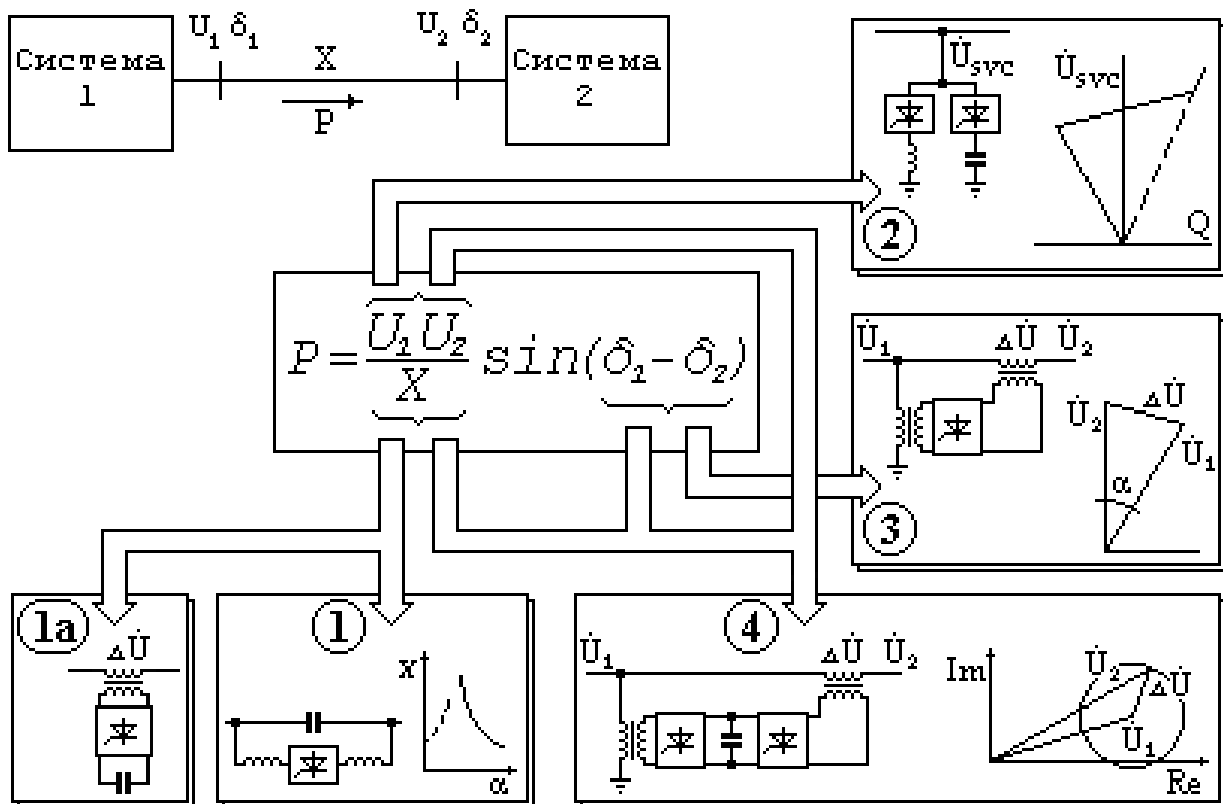


Рис. 10-2. Устройства, обеспечивающие повышение устойчивости и управление потоком активной мощности в системах переменного тока:

- 1 – Управляемое устройство продольной компенсации;
- 2 – Статический компенсатор реактивной мощности;
- 3 – Фазосдвигающий трансформатор;
- 4 – Параллельно-последовательный регулятор мощности.

Параллельный статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ) – поз. 2 – позволяет изменять величину напряжения в точке подключения устройства. Работы в этом направлении проводятся в США и Японии. Научно-технический центр корпорации Westinghouse Electric с участием института EPRI и энергокомпании TVA (США) разработали и создали экспериментально-промышленную установку Statcom с использованием новейших технологий GTO-тиристоров. Установка включена в эксплуатацию в ноябре 1995 г. на подстанции Sullivan [10-26]. С ее помощью снижаются колебания напряжения в системе TVA, передающиеся через слабую связь по ВЛ 500 кВ из сети энергообъединения AEP. В России в начале 80-х годов в АО ВНИИЭ была разработана методика расчета параметров элементов СТАТКОМа

и создан экспериментальный образец мощностью 1,7 Мвар на напряжение 10 кВ [10-14].

Фазосдвигающий трансформатор (ФСТ), либо регулятор угла сдвига (РУС) – поз. 3 – позволяют изменять угол сдвига продольного напряжения $\Delta \dot{U}$, вводимого в линию электропередачи, по отношению к напряжению начала линии $\dot{U}_1$, в пределах от 0° до $\pm 90^\circ$. Это дает возможность компенсировать как реактивную, так и активную составляющую падения напряжения в линии электропередачи и, в пределах диапазона регулирования ФСТ, поддерживать передаваемую активную мощность на заданном уровне независимо от изменения угла δ [10-22].

Параллельно-последовательный регулятор мощности (ППРМ) – поз. 4 – сочетает в себе возможности всех рассмотренных выше устройств, выполняя функции продольного, поперечного и фазового управления. Является наиболее эффективным средством регулирования перетока активной мощности по ЛЭП как по значению передаваемой мощности, так и по диапазону ее регулирования. Впервые в мировой практике проект такого регулятора мощностью 160 Мвар сделан в США для ЛЭП 138 кВ в штате Кентукки [10-27] для увеличения пропускной способности существующей линии и установления перетока мощности, указанного в соглашении о покупке–продаже электроэнергии [10-14]. Работа ППРМ эквивалентна передаче энергии постоянным током (ППТ). Аналогично ППТ, ППРМ обеспечивает непосредственное и безынерционное регулирование активной мощности по линии, мгновенно реагирует на возмущения в системах по концам линии передачи. При необходимости линия может быть быстро отключена. При отказе ППРМ линия переменного тока остается в работе, хотя и лишается преимуществ, которые ей обеспечивал регулятор мощности [10-22, 10-28, 10-29].

Следует отметить, что терминология, используемая для обозначения тех или иных устройств, еще не вполне устоялась, и в работах различных авторов идентичные по принципу действия регуляторы имеют отличающиеся друг от друга названия. С целью стандартизации названий рабочая группа **IEEE** – международной некоммерческой ассоциации специалистов в области техники (Институт инженеров по электротехнике и электронике, англ. **Institute of Electrical and Electronics Engineers**, мировой лидер в области разработки стандартов по радиоэлектронике и электротехнике) – занимающаяся FACTS-технологиями, создала терминологическую комиссию, результаты работы которой отражены в [10-30]. В публикациях в российской периодике также есть различия в названиях устройств регулирования – [10-14, 10-31].

Таким образом, статические устройства нового поколения позволяют значительно расширить возможности передачи активной мощности и изменить характеристики ЛЭП переменного тока. Ранее уже упоминалось, что за рубежом такие линии получили название «гибкие системы передачи переменного тока» (FACTS), в отечественных публикациях – «управляемые линии электропередачи» или «гибкие электропередачи переменного тока» (ГЛЭП). Применение этих устройств в корне изменяет характеристики энергосистем и позволяет в ряде случаев обойтись без сооружения новых линий электропередачи. Энергосистемы становятся гибкими и их свойства изменяются радикально.

В материалах российской и, особенно, зарубежной периодической печати освещены различные вопросы использования FACTS–технологии: расстановка устройств регулирования на ЛЭП; повышение устойчивости работы электроэнергетической системы (ЭЭС), содержащей ГЛЭП; улучшение динамических свойств ЭЭС и ряд других. Практически в каждой публикации подчеркивается основное достоинство регуляторов на основе FACTS–технологии – плавная бесконтактная регулировка выходных параметров в широком диапазоне. Однако это достоинство имеет и обратную сторону. В начале главы упоминалось возникновение явления «перекомпенсации» эквивалентных параметров цепи низшего напряжения КВЛ при регулировании угла фазового сдвига систем векторов напряжений цепей. Аналогичные процессы могут иметь место и в ГЛЭП, что может ограничить пределы изменения параметров FACTS–регуляторов.

11. УПРАВЛЯЕМЫЕ ШУНТИРУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ [11-1]

В настоящее время возрастают технические и экономические требования к ЛЭП, предназначенным для транспорта электроэнергии от крупных электростанций и для связи мощных энергосистем. На первый план выдвигаются задачи снижения удельных капиталовложений в строительство новых и реконструкцию существующих линий. Решение этих вопросов связано с максимальным использованием ЛЭП за счет увеличения их пропускной способности и управления передаваемой мощностью, особенно в аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистем. Анализ характеристик ЛЭП, показывает, что замена нерегулируемых линейных шунтирующих реакторов LR на управляемые (УШР) повышает эффективность использования ЛЭП в диапазоне передаваемых мощностей от холостого хода (ХХ) до натуральной мощности. Дело в том, что наличие постоянно подключенных шунтирующих реакторов позволяет передавать по линии лишь 40–50% натуральной мощности из-за недопустимых снижений уровней напряжений. С другой стороны, при суточных изменениях передаваемой мощности проблематичной становится частая коммутация обычных шунтирующих реакторов из-за ограниченного ресурса коммутационного оборудования высокого напряжения.

Управляемый шунтирующий реактор на основе тиристорно-реакторных групп (УШРТ).

УШРТ – новый тип устройства FACTS, представляет собой статическое устройство шунтирующего типа с плавно регулируемым индуктивным сопротивлением. Регулирование обеспечивается подмагничиванием ферромагнитных элементов магнитной цепи. Магнитная система одной фазы УШР содержит два стержня. На каждом стержне размещены сетевые обмотки и обмотки управления [11-2].

При подключении к обмоткам управления регулируемого источника постоянного напряжения происходит нарастание потока подмагничивания, который в соседних стержнях направлен в разные стороны и вызывает насыщение стержней УШР в соответствующие полупериоды тока. Изменение тока подмагничивания приводит к изменению тока сетевой обмотки, за счет чего обеспечивается плавное изменение уровней напряжения в точке подключения УШР и величина потребляемой реактором реактивной мощности [11-2].

На рис. 11-1 показана схема управляемых шунтирующих реакторов на основе секций тиристорно-реакторных групп (ТРГ). Она включает в себя группу

обычных однофазных трансформаторов или трехфазный трансформатор T , вторичные обмотки которого с напряжением 10, 20, 35 кВ через постоянно включенный выключатель Q_r соединены в треугольник, и несколько параллельных секций (модулей) ТРГ, состоящих из встречно-параллельно включенных тиристорных вентилях $VS1$ и реакторов $LR1$.

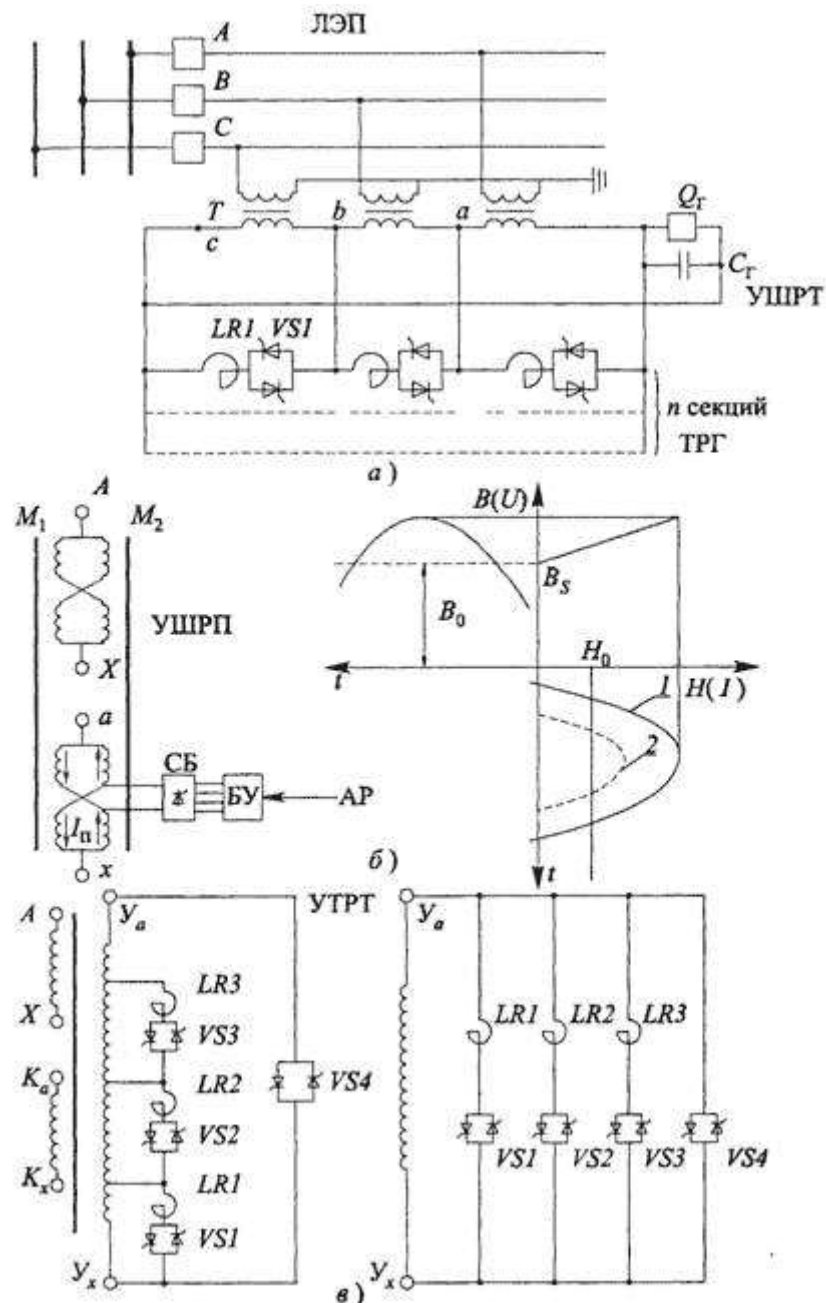


Рис. 11-1. Схема, поясняющая работу управляемых шунтирующих реакторов [11-1].

Импульсно-фазовое управление тиристорными вентилями позволяет изменять ток ТРГ от нуля до номинального значения (рис. 11-2). Гармоники, кратные трем, исключаются из сетевого тока за счет соединения трех фаз ТРГ в

треугольник. Остальные гармоники при необходимости могут быть уменьшены с помощью параллельно подключаемых фильтров. Полное исключение высших гармоник тока, в том числе при пофазном изменении мощности и несимметрии фазных напряжений, достигается ступенчатым управлением секций ТРГ [11-1].

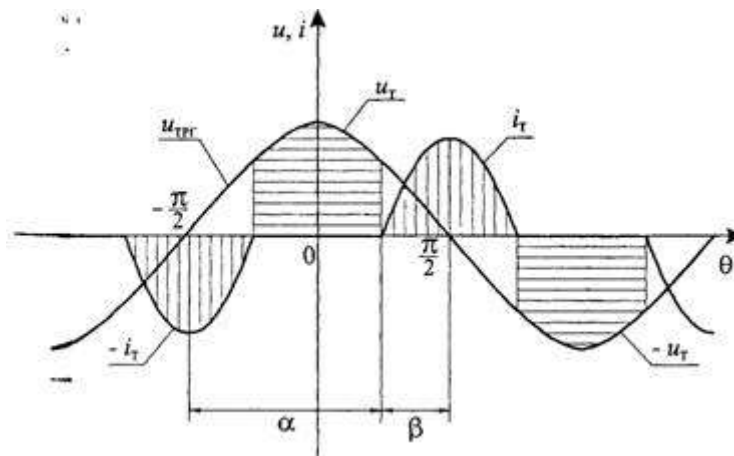


Рис. 11-2. Токи и напряжения на элементах ТРГ [11-1].

Последовательное соединение реактора и тиристорных вентилей обеспечивает изменение мощности без переходного процесса, а быстродействие ТРГ определяется дискретностью управления тиристорами и для трехфазного модуля с шестью вентилями равно 3,33 мс.

Внешний вид УШР показан на рис. 11-3.



Рис. 11-3. РТУ-180000/500. ПС «Иртыш», Россия [11-2].

12. НИЗКОВОЛЬТНАЯ ЗАЩИТНО-КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА [12-1]

К низковольтной (0,22 кВ; 0,4 кВ) защитно-коммутационной аппаратуре относятся: выключатели дифференциальные, автоматы дифференциальные, автоматические выключатели дифференциального тока. Учитывая, что все указанные защитные аппараты отключаются автоматически, обобщим их в одну группу «автоматические выключатели».

Выбор автоматических выключателей производится по номинальному току, характеристике срабатывания, отключающей способности, условиям монтажа и эксплуатации. Правильный выбор характеристики автоматического выключателя является залогом его своевременного срабатывания.

В соответствии со стандартами IEC 898 (стандарт международной электротехнической комиссии) и EN 60898 (европейская норма) по характеристикам срабатывания выключатели бывают трех типов: В, С, D – рис. 12-1 [12-1, 12-5].

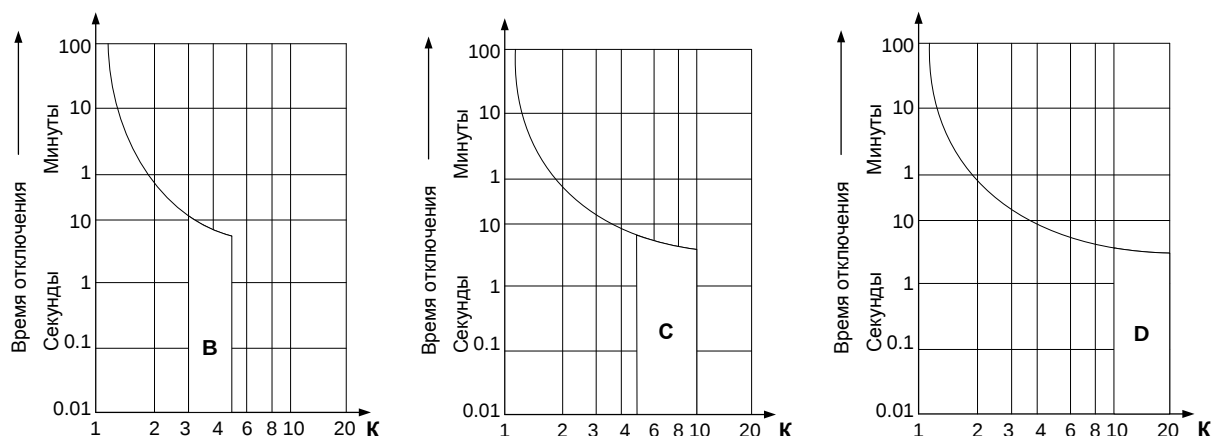


Рис. 12-1. Защитные характеристики автоматических выключателей

Здесь t – время срабатывания электромагнитного расцепителя, сек-мин; $K=I/I_N$ – кратность тока к номинальному значению.

Тип В – величина тока срабатывания электромагнитного расцепителя равна $I_B = K \times I_{ном}$ при $K = 3 \div 6$. Назначение – для бытового применения, где ток нагрузки невысокий и ток КЗ может попасть в зону работы теплового, а не электромагнитного расцепителя.

Тип С – величина тока срабатывания электромагнитного расцепителя равна $I_C = K \times I_{ном}$ при $K = 5 \div 10$. Для бытового и промышленного применения:

для двигателей со временем пуска до 1 с, нагрузок с малыми индуктивными токами (холодильных машин и кондиционеров).

Тип D – величина тока срабатывания электромагнитного расцепителя $I_D = K \times I_{ном}$ – более $10 \cdot I_{ном}$. Применяется для мощных двигателей с длительным временем пуска.

Величина тока срабатывания защитного аппарата, может варьироваться в зависимости от температуры окружающей среды – табл. 12-1 [12-1]. Контрольная температура калибровки тепловых расцепителей 30°C.

Таблица 12-1.

Значения номинальных токов в зависимости от температуры окружающей среды

Номинальный ток, А	Температура окружающей среды, °C									
	–40	–30	–20	–10	0	10	20	30	40	50
1	1,35	1,30	1,25	1,20	1,15	1,10	1,05	1	0,93	0,88
2	2,70	2,60	2,50	2,40	2,30	2,20	2,10	2	1,90	1,80
3	4,05	3,90	3,75	3,60	3,45	3,30	3,15	3	2,80	2,60
4	5,40	5,20	5,00	4,80	4,60	4,40	4,20	4	3,70	3,50
5	6,75	6,50	6,25	6,00	5,75	5,50	5,25	5	4,70	4,50
6	8,10	7,80	7,50	7,20	6,90	6,60	6,30	6	5,60	5,30
8	11,20	10,60	10,00	9,60	9,20	8,80	8,40	8	7,40	7,00
10	13,50	13,00	12,50	12,00	11,50	11,00	10,50	10	9,30	8,80
13	17,70	17,00	16,30	15,60	15,00	14,30	13,70	13	12,00	11,40
16	21,60	20,80	20,00	19,20	18,40	17,60	16,80	16	14,90	14,00
20	27,00	26,00	25,00	24,00	23,00	22,00	21,00	20	18,60	17,60
25	33,90	32,60	31,30	30,00	28,80	27,50	26,30	25	23,20	22,00
32	43,20	41,60	40,00	38,40	36,80	35,20	33,60	32	30,00	28,20
40	54,00	52,00	50,00	48,00	46,00	44,00	42,00	40	37,20	35,20
50	67,50	65,00	62,50	60,00	57,50	55,00	52,50	50	46,50	44,00
63	85,00	82,00	78,80	75,60	72,50	69,30	66,20	63	58,60	55,40

Нагрузочная характеристика большинства автоматических выключателей зависит от температуры окружающей среды: при ее снижении коэффициент нагрузки увеличивается, при повышении – падает. Это ограничивает возможность их использования в условиях жесткого температурного режима эксплуатации, особенно в горячих цехах или в условиях открытого воздуха.

Тепловые расцепители, используемые в автоматических выключателях, чувствительны к нагреву от посторонних источников. В практике нередко случается, что расцепитель промежуточного полюса при номинальном режиме отключается только из-за нагрева соседних полюсов, что приводит к ограничению области его работы и к коррекции номинального тока.

Ток неотключения для размещенных рядом друг с другом автоматических выключателей в зависимости от их количества (N) и температуры окружающего воздуха определяется по формуле:

$$I = 1,13 \cdot I_n \cdot K_N \cdot K_t,$$

где: I_n – номинальный ток при температуре настройки тепловых расцепителей 30°C (указан на маркировке);

K_N – коэффициент нагрузки в зависимости от количества полюсов – рис. 12-2, б;

K_t – коэффициент нагрузки в зависимости от температуры окружающего воздуха – рис. 12-2, а.

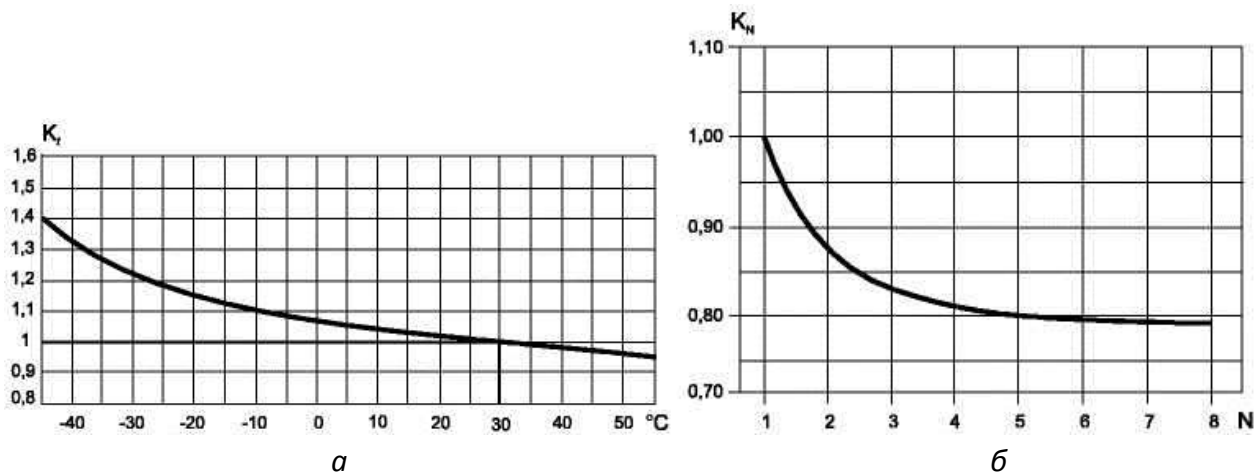


Рис. 12-2. Поправочные коэффициенты для определения тока неотключения

Автоматические выключатели типа **ВА** широко применяются в быту и предназначены для автоматического отключения источника питания при появлении сверхтоков (перегрузка и токи короткого замыкания). Рекомендуются к установке в групповых щитках (квартирных и этажных), щитах учетно-распределительных жилых, общественных, бытовых и административных зданий.

Автоматические выключатели выпускаются мировой промышленностью в различном исполнении (однополюсные, двухполюсные, трехполюсные и четырехполюсные), но при этом габаритные размеры защитной аппаратуры строго определены. Принципиальные электрические схемы автоматических выключателей представлены на рис. 12-3, а, габаритные размеры приведены на рис. 12-3, б.

Автоматические выключатели типа ВД (выключатель дифференциальный)

Выключатели данного типа называют еще *устройством защитного отключения (УЗО)*; они предназначены для защиты людей от поражения

электрическим током при случайном непреднамеренном прикосновении к токоведущим частям электрооборудования или при пробое изоляции. Используются для групповой защиты электрооборудования от пожара, вызванного возгоранием изоляции проводов и кабелей от дифференциального тока (ток утечки I_{Δ}).

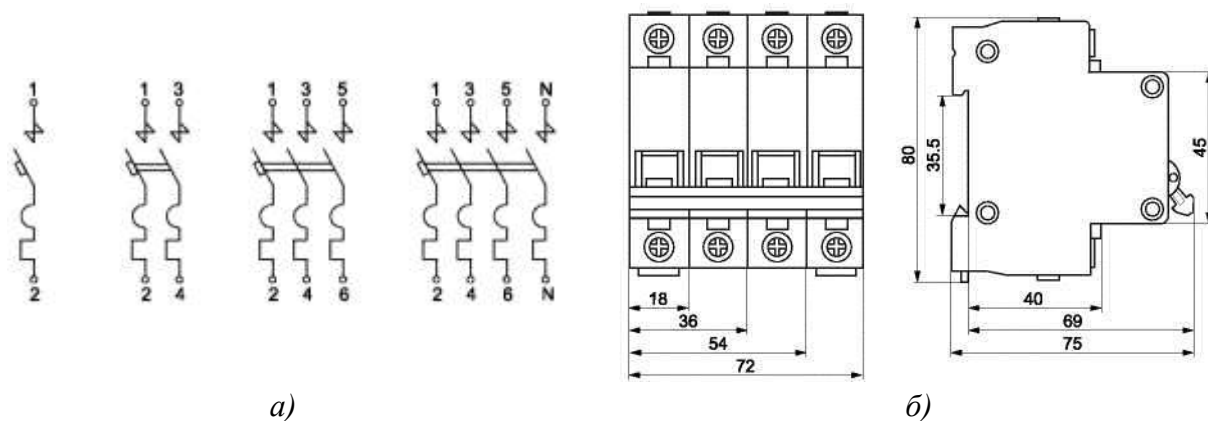


Рис. 12-3. Электрические схемы автоматических выключателей – а, и их габаритные размеры – б.

Автоматические выключатели типа **ВД** срабатывают только в случае превышения номинального дифференциального тока 10, 30, 100 или 300 мА (в зависимости от марки выключателя). Эксплуатация выключателей допускается только при наличии включенного последовательно с ними автоматического выключателя с защитой от сверхтоков. Изделия сохраняют работоспособность при обрыве нулевого рабочего проводника.

Принцип действия УЗО дифференциального типа основан на применении электромагнитного векторного (по амплитуде и фазе) сумматора токов – дифференциального трансформатора тока (рис. 12-4).

В нормальном режиме, при отсутствии дифференциального тока, в силовой цепи по проводникам, проходящим сквозь окно магнитопровода трансформатора тока **1**, протекает рабочий ток нагрузки. Проводники, проходящие сквозь окно магнитопровода, образуют встречно включенные первичные обмотки дифференциального трансформатора тока.

Если обозначить ток, протекающий по направлению к нагрузке, как I_1 , а от нагрузки как I_2 , то можно записать равенство: $I_1 = I_2$. Равные токи во встречно включенных обмотках наводят в магнитном сердечнике трансформатора тока равные, но встречно направленные магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 . Результирующий магнитный поток равен нулю, ток во вторичной обмотке дифференциального

трансформатора также равен нулю. Пороговый элемент 2 находится в этом случае в состоянии покоя.

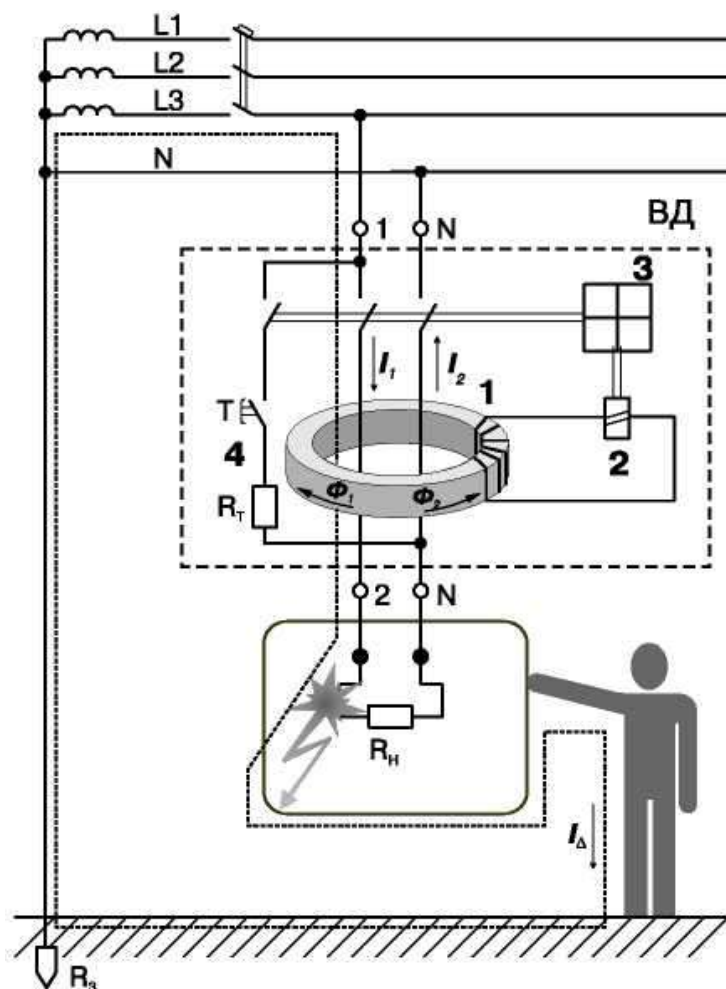


Рис. 12-4. Принципиальная схема работы УЗО

При прикосновении человека к открытым токопроводящим частям или к корпусу электроприемника, на который произошел пробой изоляции, по фазному проводнику через **УЗО** кроме тока нагрузки I_1 протекает дополнительный ток – ток утечки (I_{Δ}), являющийся для трансформатора тока дифференциальным (разностным). Неравенство токов в первичных обмотках ($I_1 + I_{\Delta}$ в фазном проводнике и I_2 , равный I_1 , в нулевом рабочем проводнике) вызывает небаланс магнитных потоков и, как следствие, возникновение во вторичной обмотке трансформированного дифференциального тока.

Если этот ток превышает значение уставки порогового элемента 2, последний срабатывает и воздействует на исполнительный механизм 3. Исполнительный механизм, обычно состоящий из пружинного привода,

спускового механизма и группы силовых контактов, размыкает электрическую цепь. В результате защищаемая УЗО электроустановка обесточивается.

Для осуществления периодического контроля исправности (работоспособности) УЗО предусмотрена цепь тестирования 4.

При нажатии кнопки «ТЕСТ» искусственно создается отключающий дифференциальный ток. Срабатывание УЗО означает, что оно исправно.

Рассмотрим более подробно, от чего защищает УЗО и почему подобные защитные аппараты очень важны.

С самого раннего возраста детям стараются втолковать несколько основных запретов, нарушение которых может привести к тяжелым последствиям. Один из них формулируется примерно так: «Не вставляй гвоздь (скрепку, пальцы и т.д.) в розетку, не прикасайся к оголенным проводам». До недавнего времени нарушение подобного запрета, преднамеренное или случайное, каралось незамедлительно – ребенок получал удар электрическим током, последствия которого могли быть самыми печальными.

В повседневной жизни, при корректном поведении, защитой человека от опасности поражения электрическим током была только хорошая изоляция. При повреждении изоляции человек становился беззащитным. Неисправность в стиральной машине, холодильнике, электроплите и любом другом электроприборе могла превратить их из добрых помощников во взведенный капкан, который при любом неосторожном прикосновении грозил бедой. Для человека смертельно опасным являются даже очень слабые токи, в десятки раз меньшие, чем те, которые приводят в действие бытовые электроприборы. Именно поэтому предохранители и автоматические выключатели, которыми оборудованы наши квартиры, не срабатывают, когда под напряжение попадает человек.

К счастью на отечественном рынке в настоящее время широко представлены УЗО, как от отечественных производителей, так и импортные, назначением которого является отключение напряжения всякий раз, когда электрический ток пытается найти себе путь, отличный от того, по которому он должен течь. УЗО постоянно сравнивает ток, протекающий по фазному проводу («к электроприбору») с током, протекающим по нулевому рабочему проводнику («от электроприбора»). В случае, когда разность этих токов достигает значения уставки срабатывания, устройство отключает питающее напряжение. Это означает, что если человек (или любое живое существо) прикоснется к оголенному проводу или неисправному электроприбору и через него на «землю» потечет ток, устройство тут же отключит напряжение. Само по себе УЗО не

может предотвратить поражение человека электрическим током, но может существенно снизить время воздействия электрического тока на организм, причем время срабатывания УЗО настолько мало, что ток не успеет причинить ущерба здоровью. Таким образом, даже при нарушении изоляции УЗО защищает от случайного длительного поражения электрическим током.

Если квартира оборудована УЗО, то причинить вред своему здоровью электричеством можно будет только в том случае, если человек одной рукой возьмется за силовой провод, а другой за «нейтраль». Только в этом случае УЗО не сможет отличить человека от «правильной» нагрузки, но вероятность такого «случайного» подключения человека к сети очень мала. Стоит также отметить, что кроме защиты людей и животных от поражения электротоком, УЗО снижает и возможность возникновения пожара из-за повреждений электропроводки.

Для правильной работы УЗО необходимо грамотно выполнить его подключение с учетом системы заземления на защищаемом объекте. Различают 5 типов систем заземления: TT; TN-C; TN-S; TN-C-S и IT [12-2].

Защита в электроустановках системы TT (рис. 12-5).

В системе TT все открытые проводящие части электроустановки (корпуса, несущие конструкции, т.е. не токоведущие элементы) присоединены к заземлению, электрически независимому от заземлителя нейтрали источника питания. ГОСТ Р 50669-94 предписывает применение системы TT как основной в случае подключения указанных электроустановок к вводно-распределительным устройствам соседнего (капитального) здания.

В ГОСТ Р 50571.3-94 в п. 413.1.4 указано, что в системе TT устройства защиты от сверхтока могут использоваться для защиты от косвенного прикосновения только в электроустановках, имеющих заземляющие устройства с очень малым сопротивлением. При этом гарантированное отключение питания электроустановки должно производиться при появлении на открытых проводящих частях электроустановки напряжения не более 50 В. В реальных условиях осуществить автоматическое отключение питания электроустановки системы TT с помощью автоматических выключателей по ряду причин (необходимости обеспечения большой кратности тока короткого замыкания, низкого сопротивления заземляющего устройства и др.) весьма проблематично.

Эффективное решение проблемы автоматического отключения питания дает применение чувствительных УЗО. В п. 1.7.59 ПУЭ (7-е изд.) – [12-3] – содержится требование обязательного применения УЗО для обеспечения условий электробезопасности в системе TT. При этом уставка по дифференциальному току должна быть меньше значения тока замыкания на

заземленные открытые проводящие части при напряжении на них 50 В относительно зоны нулевого потенциала.

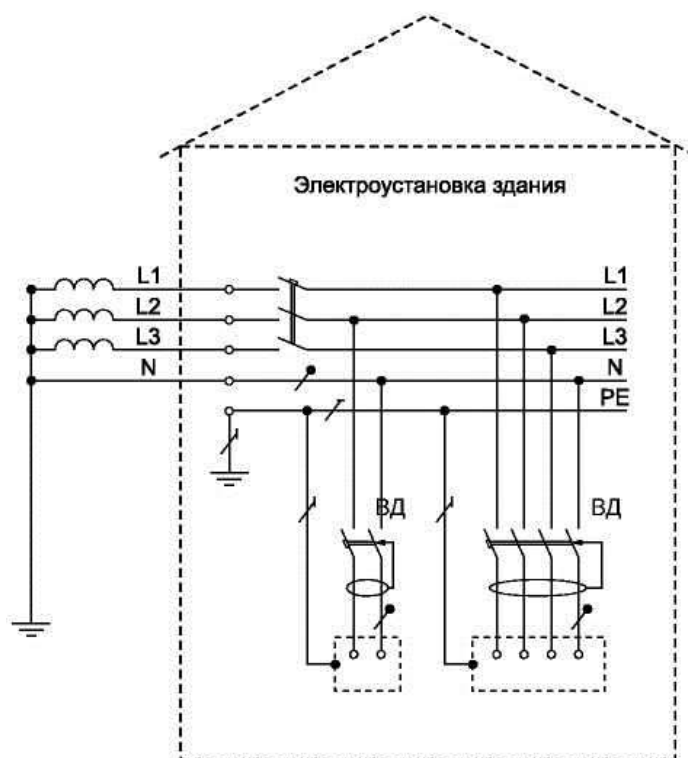


Рис. 12-5. Принципиальная схема организации защиты от прикосновения при системе заземления TT

Это означает, что в электроустановках индивидуальных жилых домов, коттеджей, дачных (садовых) домов и других частных сооружений, где не всегда имеется возможность выполнить заземлитель с требуемыми нормативными параметрами, необходимо применять систему TT с обязательной установкой УЗО. В этом случае требования к значению сопротивления заземлителя значительно снижаются.

Система заземления TN делится на **TN-C**, **TN-S** и **TN-C-S**. В электроустановках системы TN все открытые проводящие части электроустановок должны быть присоединены к заземленной нейтральной точке источника питания посредством защитных проводников. Основное условие электробезопасности системы TN состоит в том, чтобы значение тока при коротком замыкании между фазным проводником и открытой проводящей частью превышало величину тока срабатывания защитного устройства за нормированное время. В случае использования в качестве защитного устройства УЗО значение тока короткого замыкания следует заменить на значение номинального отключающего дифференциального тока устройства I_{Δ} . При этом

задача обеспечения низкого значения сопротивления «фаза-ноль», которую надо решать при использовании защиты от сверхтока, заменяется на проверку работоспособности УЗО и защитного проводника.

Контроль сопротивления цепи «фаза-ноль» следует производить только на входных зажимах УЗО. Самой используемой разновидностью системы TN является система TN-C – рис. 12-6.

Защита в электроустановках системы TN-C

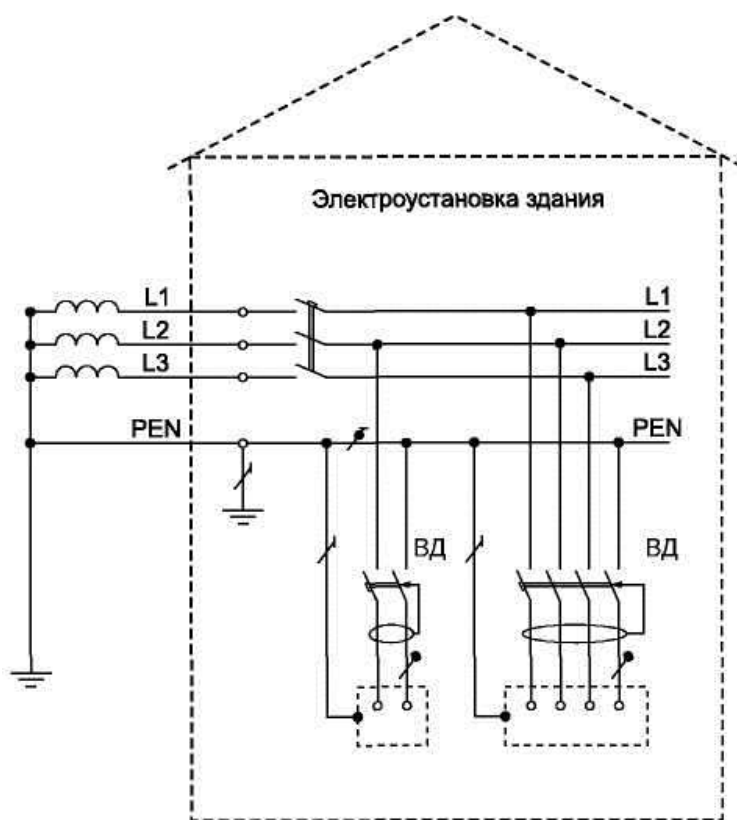


Рис. 12-6. Принципиальная схема организации защиты от прикосновения при системе заземления TN-C

В качестве защитного проводника при этом используется проводник PEN, который одновременно выполняет функции рабочего и нулевого защитного проводника. В [12-3] имеется указание: «Не допускается применять УЗО, реагирующее на дифференциальный ток, в четырехпроводных трехфазных цепях (система TN-C). В случае необходимости применения УЗО для защиты отдельных электроприемников, получающих питание от системы TN-C, защитный РЕ-проводник электроприемника должен быть подключен к PEN-проводнику цепи, питающей электроприемник, до защитно-коммутационного аппарата». Это означает, что, как исключение, для защиты отдельных электроприемников ПУЭ допускают применение УЗО в системе TN-C, при соблюдении определенных условий – подсоединения открытых проводящих

частей электроприемников к PEN-проводнику со стороны источника питания по отношению к УЗО.

Защита в электроустановках системы TN-S (рис. 12-7)

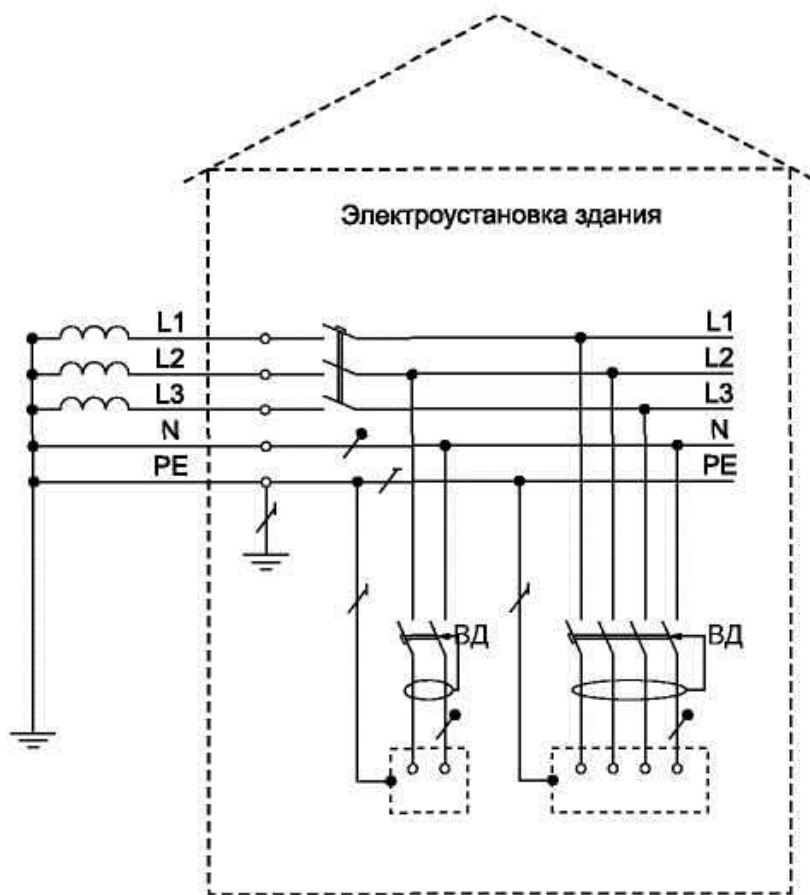


Рис. 12-7. Принципиальная схема организации защиты от прикосновения при системе заземления TN-S

Более современной и в большинстве случаев более безопасной является система TN-S, где используются самостоятельный нулевой защитный проводник PE и нулевой рабочий проводник N, которые прокладываются отдельно, начиная от вывода источника питания. Эта система уже долгое время используется в телекоммуникационных сетях (при этом исключаются помехи в слаботочных сетях, образующиеся при протекании части рабочего тока в земле в сети системы TN-C). Применение УЗО обязательно, кроме оговоренных особых случаев (например, цепи питания пожарной сигнализации).

Защита в электроустановках системы TN-C-S – рис. 12-8.

При разделении, например в групповом щитке, в электроустановке системы TN проводника PEN на отдельные проводники PE и N образуется система TN-C-S. При этом, как в сети системы TN-S, проводники PE и N должны прокладываться отдельно, а их соединение после точки раздела недопустимо.

Данная система в настоящее время – основная, которую можно выполнить в отдельной части электроустановки при проведении реконструкции.

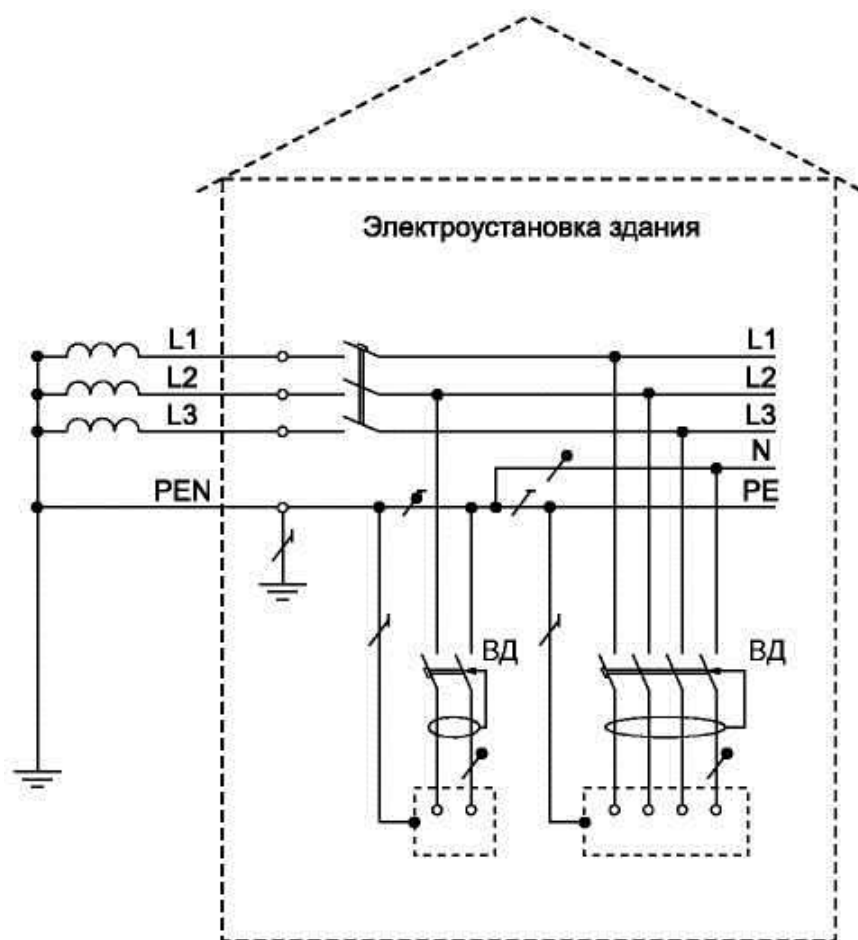


Рис. 12-8. Принципиальная схема организации защиты от прикосновения при системе заземления TN-C-S

Защита в электроустановках системы IT – рис. 12-9.

В электроустановках системы IT, источник питания должен быть изолирован от земли или связан с ней посредством подключения к нейтрали достаточно большого сопротивления. В сети имеются определенное активное сопротивление и емкость по отношению к земле, которые представляют собой путь для тока утечки или тока замыкания на землю. В системе IT значение тока замыкания на землю определяется состоянием изоляции сети относительно земли. При хорошем состоянии изоляции (высоком сопротивлении относительно земли) ток замыкания на землю очень мал. В случае прямого прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки ток через тело человека также определяется сопротивлением изоляции и при сопротивлении изоляции выше определенного значения не представляет опасности для жизни.

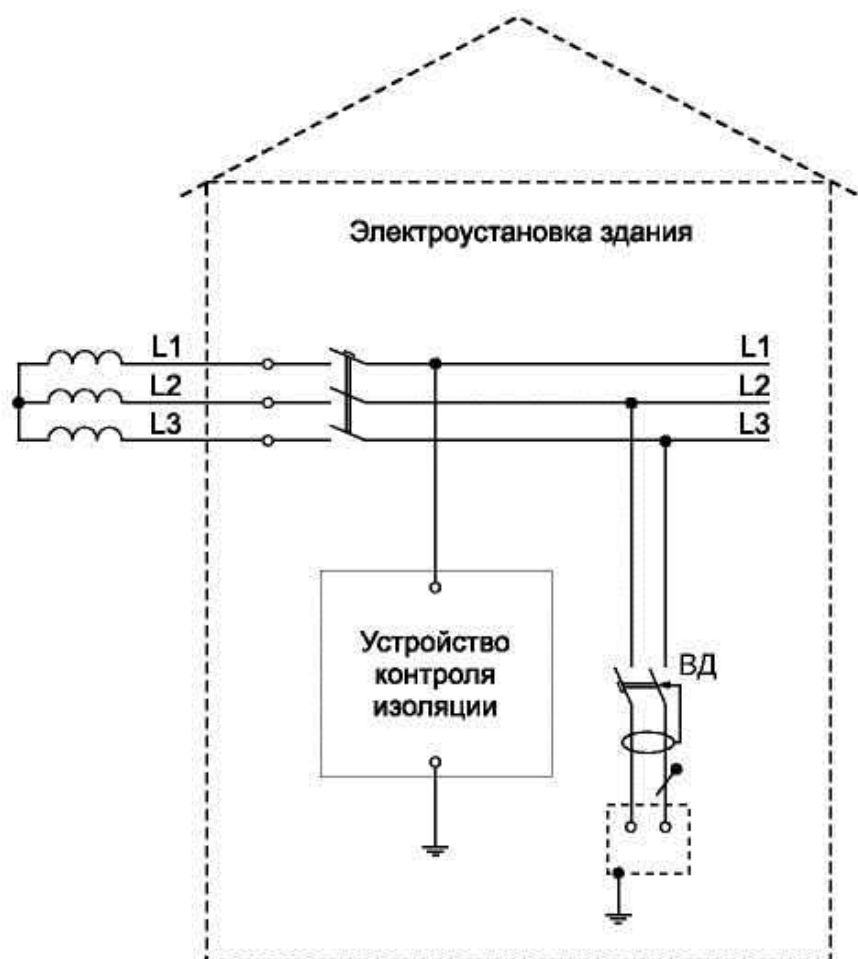


Рис. 12-9. Принципиальная схема организации защиты от прикосновения при системе заземления IT

Таким образом, уровень сопротивления изоляции является в системе IT фактором, определяющим как надежность, так и электробезопасность ее эксплуатации, поэтому очень важно поддерживать сопротивление изоляции на высоком уровне, а ведение автоматического постоянного контроля изоляции должно быть обязательным электрозащитным мероприятием.

Применение УЗО в системе IT регламентируется в [12-3] следующим образом (п. 1.7.58): «... В таких электроустановках для защиты при косвенном прикосновении при первом замыкании на землю должно быть выполнено защитное заземление в сочетании с контролем изоляции сети или применены УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА». В электроустановках системы IT устройства контроля изоляции подают сигнал при первом замыкании на землю. Если до устранения первого замыкания происходит второе замыкание на землю, то происходит срабатывание УЗО.

Основное требование при использовании УЗО – устанавливать его необходимо как можно ближе к электроприемнику. Одновременное

функционирование устройств контроля изоляции и УЗО не оказывает влияния на работу каждого из этих устройств.

Рекомендации по применению УЗО на различных объектах

Жилые и общественные здания.

Для повышения уровня защиты от возгорания при замыкании на заземленные части на вводе в квартиру, индивидуальный дом и т.п. требуется установка УЗО с током срабатывания до 300 мА [12-3]. Если в бытовой электроустановке имеются однофазные и трехфазные цепи штепсельных розеток, то необходимо защищать трехфазные цепи четырехполюсными УЗО, а однофазные – двухполюсными УЗО. Приведенные рекомендации относятся и к общественным зданиям, например, объектам коммунальных услуг, школам, административным зданиям и т.д.

Ванные и душевые помещения.

Для сантехнических кабин, ванных и душевых требуется устанавливать УЗО с током срабатывания 10 мА, если на них выделена отдельная линия, и током срабатывания 30 мА в остальных случаях (например, при использовании одной линии для сантехнической кабины и кухни) (ГОСТ Р 50571.11-96).

Строительные площадки.

Строительные площадки характеризуются значительным числом несчастных случаев, вызванных поражением электрическим током. Такое положение объясняется тем, что электропроводка, применяемая на строительных площадках, является временной, а эксплуатация электрооборудования ведется в тяжелых условиях. При этом большая часть электрооборудования и ручного электроинструмента используется в наружной среде, не защищенной от влаги, а обслуживающий персонал, как правило, не проходит соответствующей специальной подготовки. Применение переносных кабелей, проложенных непосредственно на земле, обуславливает высокую степень вероятности механического нарушения целостности защитного проводника, что может привести к реальной угрозе жизни людей, прикоснувшихся к открытой проводящей части оборудования, питаемого поврежденным кабелем. В соответствии с требованием стандарта (ГОСТ Р 50571.23-2000) на строительных площадках должны быть установлены в каждом распределительном щите для защиты цепей штепсельных розеток УЗО с током срабатывания до 30 мА.

Промышленные объекты.

Качество обслуживания электроустановок промышленных предприятий выше, поскольку предполагается наличие постоянного контроля, осуществляемого квалифицированным персоналом и плановые периодические испытания защитных устройств электробезопасности. Однако область применения УЗО широка. В помещениях промышленных предприятий УЗО с уставкой не более 30 мА используются для защиты цепей штепсельных розеток, к которым подключается ручной электроинструмент. УЗО необходимо применять для защиты стационарного оборудования, установленного в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных [99]. Во всех вводно-распределительных щитах для защиты от пожаров должно быть установлено УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не превышающим 0,5 А [12-4].

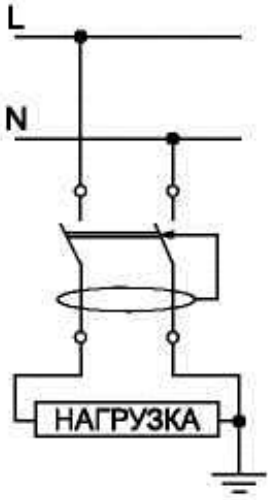
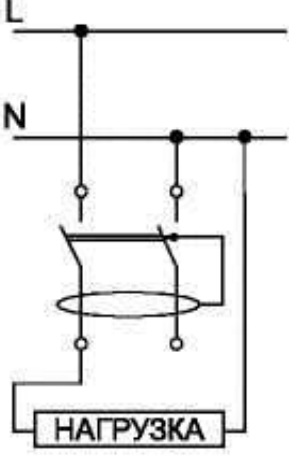
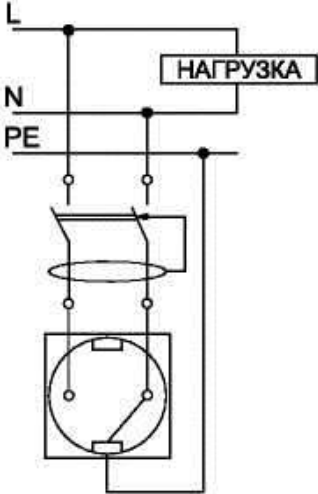
Мобильные сооружения.

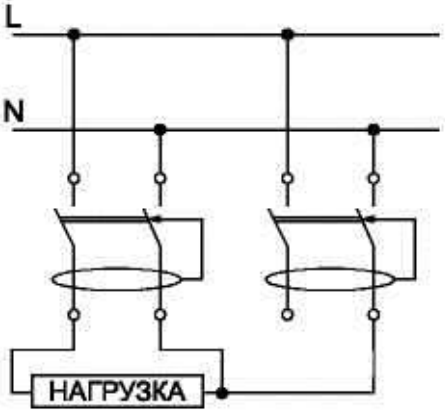
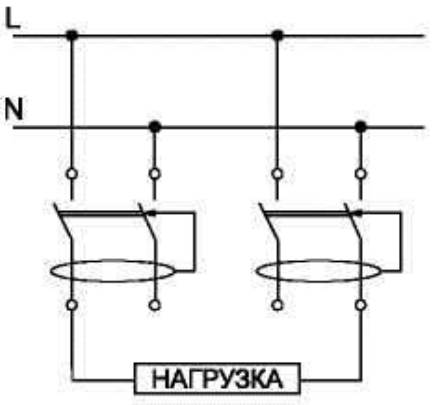
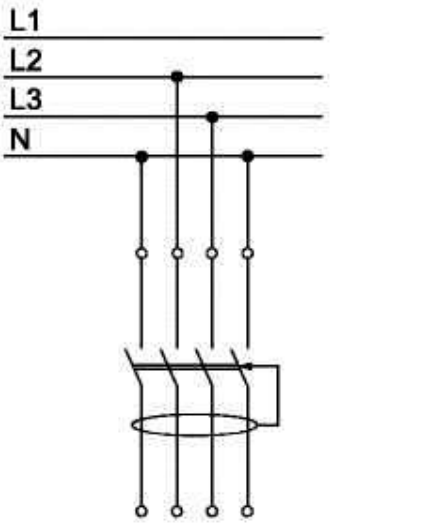
Электрооборудование в мобильных сооружениях (мастерские, ремонтные и жилые помещения, медицинские и измерительные лаборатории) должно быть оснащено собственной защитой открытых проводящих частей, не зависящей от исполнения и состояния защиты сети питания. Выполнение этой задачи возлагается на УЗО. В ГОСТ Р 50669-94 применительно к зданиям из металла или с металлическим каркасом задается значение уставки УЗО не выше 30 мА.

Сельскохозяйственные объекты.

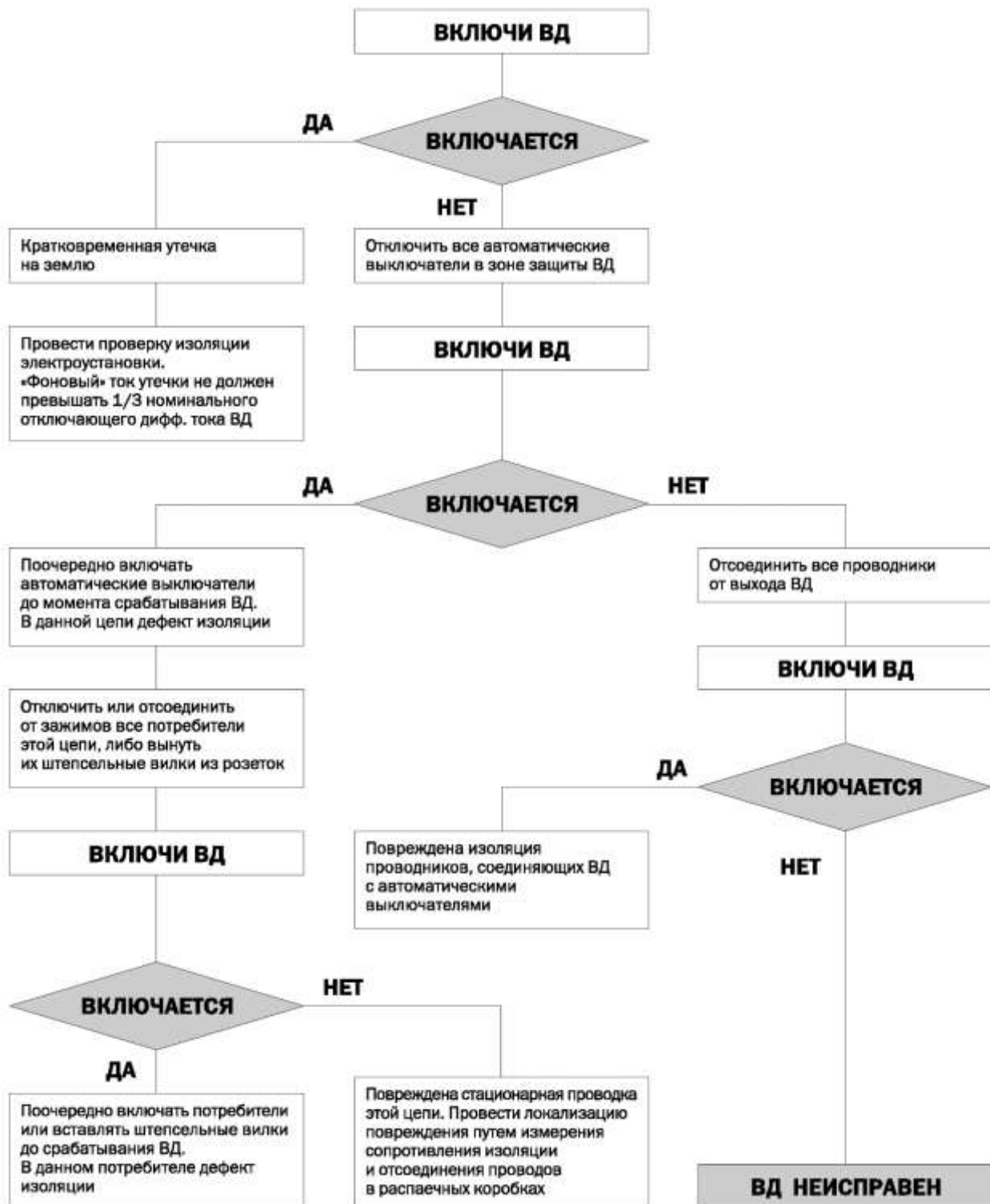
Опасность несчастных случаев, вызванных электрическим током, на объектах сельского хозяйства чрезвычайно высока. Причиной этого являются тяжелые условия эксплуатации электрооборудования (влажность, агрессивная среда и т.д.) и неквалифицированное обслуживание, нарушения правил электробезопасности. Для всех групповых цепей, питающих штепсельные розетки, должна быть дополнительная защита от прямого прикосновения при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. В животноводческих помещениях, в которых отсутствуют условия, требующие выполнения выравнивания потенциалов, должна быть выполнена защита при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не менее 100 мА, устанавливаемых на вводном щитке [12-3].

Типичные ошибки при монтаже УЗО

	1. Наиболее распространенной ошибкой при монтаже является подключение к УЗО нагрузки, в цепи которой имеется соединение нулевого рабочего проводника N с открытыми проводящими частями электроустановки или соединение с нулевым защитным проводником РЕ. В этом случае довольно высока вероятность «ложного» срабатывания УЗО.
	2. При ошибочном подключении нагрузки к нулевому рабочему проводнику N до УЗО (в этом случае ток нагрузки будет дифференциальным для УЗО, и оно сработает).
	3. При монтаже розеток или распаечных коробок электроустановки в зоне защиты УЗО случайное соединение нулевого рабочего проводника N с защитным проводником РЕ вызывает срабатывание УЗО: – при подключении нагрузки к розетке (случай аналогичен п. 1); – при подключении любой нагрузки вне зоны защиты УЗО (по перемычке течет дифференциальный ток).

	4. При монтаже или проведении модернизации распределительных щитков с применением УЗО возможна следующая ошибка: объединение нулевых рабочих проводников N различных устройств в зоне их защиты (при этом ток нагрузки является дифференциальным для обоих УЗО и один из них или оба срабатывают).
	5. При модернизации щитка возможно ошибочное подключение нагрузки к нулевому рабочему проводнику N другого УЗО (при этом ток нагрузки является дифференциальным для обоих УЗО и один из них или оба срабатывают).
	6. При подключении 4 полюсных УЗО возможно ошибочное подключение на его клеммы одноименных фаз (это не влияет на работу однофазных потребителей). В этом случае проверка работоспособности УЗО с помощью кнопки «ТЕСТ» недостоверна, поскольку несрабатывание УЗО не означает, что оно неработоспособно.

Алгоритм поиска неисправности в электроустановке при срабатывании дифференциального выключателя (ВД)



Автоматы дифференциальные [12-1, 12-5]

Кроме представленных выше коммутационных защитных аппаратов, существуют также устройства объединяющие в себе принципы работы автоматических выключателей и выключателей дифференциальных (ВД или УЗО). Такие аппараты называют автоматическими выключателями дифференциального тока (АВДТ).

Подобные быстродействующие защитные выключатели обеспечивают защиту людей от поражения электрическим током при прямом непреднамеренном прикосновении к токоведущим частям электрооборудования, а также защиту от перегрузки и короткого замыкания.

При монтаже выключателя необходимо строго соблюдать фазировку в соответствии с маркировкой, нанесенной на корпусе, т.к. тепловой и электромагнитный расцепители расположены в фазном полюсе аппарата.

На сегодняшний день практически в любых сферах деятельности человека присутствуют электроприборы, которые в свою очередь весьма требовательны к значениям уровня напряжения в питающей сети. Качество электрической энергии часто не соответствует установленным требованиям именно по уровням напряжения. В весьма широком ассортименте защитно-коммутационных аппаратов имеется также оборудование, защищающее электроприемники от повышенного или пониженного напряжения.

Быстродействующие защитные выключатели типа АД (автоматы дифференциальные) имеют возможность «контролировать» сразу несколько параметров сети и отключать напряжение питания в случае нарушения заданных уставок одним из «контролируемых» параметров:

- уставки срабатывания по току утечки, для защиты людей от поражения электрическим током при прямом непреднамеренном прикосновении к токоведущим частям электрооборудования;
- уставки срабатывания от перегрузки и короткого замыкания;
- уставки срабатывания от **недопустимого отклонения напряжения сети** (как при условии превышения, так и при условии недопустимо низкого уровня напряжения в зависимости от конкретных марок);

Данный защитный аппарат имеет электронный управляющий блок. Он весьма полезен в быту, так как нередко случаи, отгорания нулевого проводника в ВРУ жилых домов, что в свою очередь приводит к появлению в однофазной сети линейного напряжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

К разделу 1.

1-1. Зеленая энергетика: последняя надежда или большой обман? [Электронный ресурс]. URL: <https://habr.com/ru/companies/first/articles/784686/> (дата обращения 02.08.2025).

1-2. Будущее энергетики определит показатель EROEI. [Электронный ресурс]. URL: <https://irttek.org/articles/budushchee-energetiki-opredelit-pokazatel-eroei/> (дата обращения 02.08.2025).

1-3. Сафронов А.Ф., Голоскоков А.Н. EROEI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов EROEI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов. [Электронный ресурс]. URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=61004 (дата обращения 02.08.2025).

1-4. Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants [Электронный ресурс]. URL: https://festkoerperkernphysik.de/Weissbach_EROI_preprint.pdf (дата обращения 03.08.2025).

1-5. Литий-ионный коллапс и захороненные лопасти: темная сторона чистой энергетики [Электронный ресурс]. URL: <https://topwar.ru/187557-litij-ionnyj-kollaps-i-zahoronennye-lopasti-temnaja-storona-chistoj-energetiki.html> (дата обращения 03.08.2025).

1-6. Срок службы солнечных батарей и других комплектующих солнечной электростанции [Электронный ресурс]. URL: <https://reenergo.ru/blog/srok-sluzhby-solnechnyh-batarey-i-drugih-komplektuyuschih-solnechnoy-elektrostantsii/?srsId=AfmBOophDp6eYwL-teh4TuijVeb-zhYDsLwbGog2fYM6UdnSGgiUidu> (дата обращения 04.08.2025).

К разделу 2.

2-1. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина; под ред. В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2019.

2-2. Особенности конструкции современных турбогенераторов [Электронный ресурс]. URL: <https://mosenergoinform.ru/articles/electrosila.htm> (дата обращения 21.07.2025).

2-3. Проектирование турбогенераторов / Г.М. Хуторецкий, М.И. Токов, Е.В. Толвинская. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1987. – 256 с.: ил.

2-4. Извеков В.И. Проектирование турбогенераторов: учеб. пособие для вузов / В.И. Извеков, Н.А. Серихин, А.И. Абрамов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 440 с.

2-5. Баклин В.С. Электромеханика. Расчет двухполюсных турбогенераторов [Электронный ресурс]. URL: <https://studfile.net/preview/9715592/> (дата обращения 26.07.2025).

2-6. Турбогенераторы с полным водяным охлаждением серии ТЗВ. [Электронный ресурс]. URL: https://studref.com/657180/tehnika/turbogeneratory_polnym_vodyanym_ohlazhdenie_m_serii (дата обращения 27.07.2025).

2-7. Турбогенераторы серии ТЗВ. Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.omegametall.ru/Data2/1/4293808/4293808276.pdf> (дата обращения 21.07.2025).

2-8. Саматова, Ш.Ю. Система охлаждения турбогенератора ТЗВ-800–2 Талимарджанской ТЭС / Ш. Ю. Саматова, Р. Х. Бейтуллаева. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2015. – № 4 (84). – С. 252-255. – URL: <https://moluch.ru/archive/84/15740/> (дата обращения 21.07.2025).

2-9. Турбогенератор мощностью 1200 МВт ОАО «Силовые машины» Завод «Электросила» для атомных электростанций. [Электронный ресурс]. URL: <https://ppt-online.org/40977> (дата обращения 27.07.2025).

2-10. Что такое силумин. [Электронный ресурс]. URL: <https://dtechno-laser.ru/articles/chto-takoe-silumin/> (дата обращения 28.07.2025).

2-11. Асинхронизированные турбогенераторы, достоинства применения. [Электронный ресурс]. URL: <https://pue8.ru/elektricheskie-mashiny/190-asinhronizirovannye-turbogeneratory.html> (дата обращения 28.07.2025).

2-12. Проблемы конструирования сверхмощных турбогенераторов [Электронный ресурс]. URL: <https://mosenergoinform.ru/articles/superturbo.htm> (дата обращения 30.07.2025).

2-13. Сверхпроводниковые синхронные генераторы [Электронный ресурс]. URL: <https://studfile.net/preview/12237203/page:19/> (дата обращения 30.07.2025).

2-14. Самойленков С.В., Кучаев А.И., Иванов С.С. Сверхпроводниковые генераторы переменного тока для энергетики: история развития [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sverhprovodnikovye-generatory-peremennogo-toka-dlya-energetiki-istoriya-razvitiya/viewer> (дата обращения 30.07.2025).

2-15. Алексеев А.Е. Развитие турбо- и гидрогенераторостроения в СССР / А. Е. Алексеев, Л. П. Гнедин, П. М. Ипатов, М. П. Костенко, Р. А. Лютер. – Электричество. – 1970. – № 2. – С. 1-5.

2-16. Конструкция и технические данные вертикальных гидрогенераторов нормального исполнения [Электронный ресурс]. URL: <https://servomotors.ru/documentation/electromotor/book1/book1p44.html> (дата обращения 30.07.2025).

К разделу 3.

3-1. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

3-2. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.

3-3. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.11.2013).

3-4. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.11.2013).

3-5. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.

3-6. Общие вопросы проектирования силовых трансформаторов // Трансформаторы – расчет и конструирование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gelec.ru/info/articles/3441/art90458.html> (дата обращения 22.11.2013).

3-7. Герасимова Л.С., Дейнега Н.А. Технология и оборудование производства трансформаторов: учебник для техникумов. – М.: Энергия, 1972. – 264 с.

3-8. Основные характеристики ж/д транспортеров [Электронный ресурс]. URL: <http://www.transru.ru/articles/tehnicheskie-harakteristiki-transporterov/> (дата обращения 22.11.2013).

3-9. Перевозка энергетического оборудования (2009-12-05) [Электронный ресурс]. URL: <http://razdelpricepi.biz-market.ru/number0861307.html/> (дата обращения 22.11.2013).

3-10. Охлаждающие устройства масляных трансформаторов // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivy/ohlazhdayuschie-ustroystva-maslyanyh-transformatorov-20.html> (дата обращения 22.11.2013).

3-11. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов / пер. с венгерского / под ред. Е. Г. Тарле. – М.: Энергия, 1980. – 180 с.

3-12. Система охлаждения типа ДЦ для силовых трансформаторов // Электрические сети [Электронный ресурс]. URL: <http://leg.co.ua/info/spravka/sistema-ohlazhdeniya-tipa-dc-dlya-silovyh-transformatorov.html> (дата обращения 22.11.2013).

3-13. Общие сведения и конструктивные особенности трансформаторов // Силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: http://rtpb.ru/index.php?undermenu=content/transformer/three-phase_trans.html (дата обращения 22.11.2013).

3-14. Трансформаторы // Электротехническое оборудование ООО «ТехЭлектроКомплект» [Электронный ресурс]. URL: www.hi-vol.ru (дата обращения 22.11.2013).

3-15. Гусев С.И., Зенова В.П., Ларин В.С., Матвеев Д.А. О перспективе создания сухих трансформаторов 110 кВ // ЭнергоЭксперт. – 2012. – № 5. – С. 68-73.

3-16. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.

3-17. Сухие силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tor-trans.ru/drytrans.html> (дата обращения 22.11.2013).

3-18. Трансформаторы Геафоль // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/transformatory/transformatory-geafol.html> (дата обращения 22.11.2013).

3-19. ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004). Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.

3-20. Сухие трансформаторы с литой изоляцией // Zucchini [Электронный ресурс]. URL: www.legrand.ru/ru/liblocal/.../DC079_Zucchini_page198-232.pdf. (дата обращения 22.11.2013).

3-21. Распределительные сухие трансформаторы АББ [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/raspredelitelnye-suhie-transformatory-abb.html>. (дата обращения 22.11.2013).

3-22. Материалы VI Международной конференции ТРАВЭК «Энергосбережение в электроэнергетике и промышленности». Москва, 17-18

марта 2010 года [Электронный ресурс]. URL: <http://travek.elektrozavod.ru/events/10/03/17-18> (дата обращения 22.11.2013).

3-23. МЭК 726 (1982) – Сухие силовые трансформаторы.

3-24. Понятие габарита [Электронный ресурс]. URL: <https://www.1520mm.ru/dimensions/main.phtml> (дата обращения 18.08.2025).

3-25. Трансформатор с элегазовой изоляцией Toshiba [Электронный ресурс]. URL: <https://forca.ru/stati/podstancii/transformator-s-elegazovoy-izolyaciey-toshiba.html> (дата обращения 18.08.2025).

К разделу 4.

4-1. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

4-2. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.

4-3. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей. [Электронный ресурс]. URL: <http://ispu.ru/files/str. 69-84.pdf> (дата обращения 25.12.2014).

4-4. Высоковольтные вакуумные выключатели – устройство и принцип работы [Электронный ресурс]. URL: <https://electricalschool.info/main/visokovoltny/1687-vysokovoltnye-vakuumnye-vykljuchateli.html> (дата обращения 18.08.2025).

4-5. ВРС110 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/cb110kv/vrs110-.htm> (дата обращения 18.08.2025).

4-6. Выключатели вакуумные 110 кВ и выше [Электронный ресурс]. URL: <https://elensis.ru/2018/07/26/%d0%b2%d1%8b%d0%ba%d0%bb%d1%8e%d1%87%d0%b0%d1%82%d0%b5%d0%bb%d0%b8-%d0%b2%d0%b0%d0%ba%d1%83%d1%83%d0%bc%d0%bd%d1%8b%d0%b5-%d0%ba%d0%be%d0%bb%d0%be%d0%bd%d0%ba%d0%be%d0%b2%d1%8b%d0%b5/> (дата обращения 18.08.2025).

4-7. Конструкции элегазовых выключателей // Информационный ресурс энергетики [Электронный ресурс]. URL: http://ukrelektrik.com/publ/oborudovanie/vykljuchateli/konstrukcii_ehle-gazovykh_vykljuchatelej/8-1-0-459 (дата обращения 22.11.2013).

4-8. Fredi Jakob Ph.D. and Nicholas Perjanik M.B.A., Sulfur Hexafluoride, A Unique Dielectric, Analytical ChemTech International, Inc. – (англ.).

4-9. Department Of Health And Human Services, Public Health Service Agency for Toxic Substances and Disease Registry Medical Management Guidelines for Hydrogen Fluoride, UN#: 1052. – (англ.).

4-10. ICF Consulting, Byproducts of Sulfur Hexafluoride (SF₆) Use in the Electric Power Industry, January, 2002, 9300 Lee Highway Fairfax, VA 22031. – (англ.).

4-11. Замена SF₆ в высоковольтных выключателях // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/stati/podstancii/zamena-sf6-v-vysokovoltnyh-vyklyuchatelyah.html>. (дата обращения 22.11.2013).

4-12. Гибридный выключатель // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/stati/podstancii/gibridnyy-vyklyuchatel.html> (дата обращения 22.11.2013).

4-13. Оборудование на основе высокотемпературной сверхпроводимости [Электронный ресурс]. URL: http://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/hardware_based_high_temperature_superconductivity/ (дата обращения 22.11.2013).

4-14. Будущее коммутационной аппаратуры высокого напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ielectro.ru/news49003/index.html/> (дата обращения 22.11.2013).

К разделу 5.

5-1. Высоковольтные разъединители – классификация, правила использования и техника выполнения операций [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/main/ekspluat/113-vysokovoltnye-razediniteli.html> (дата обращения 16.08.2025).

5-2. Разъединители РГП-110/1250 УХЛ1, РГП-110/2000 УХЛ1 [Электронный ресурс]. URL: <https://flagma.kz/razediniteli-rgp-110-1250-uhl1-rgp-110-2000-o1817424.html> (дата обращения 16.08.2025).

5-3. РНВ(3)-750П/4000У1 [Электронный ресурс]. URL: <https://forca.ru/spravka/razediniteli-i-otdeliteli/rnvz-750p/4000u1.html> (дата обращения 16.08.2025).

5-4. Накладки изолирующие [Электронный ресурс]. URL: <https://studfile.net/preview/3062516/page:15/> (дата обращения 16.08.2025).

5-5. Накладки и колпаки электроизолирующие [Электронный ресурс]. URL: <https://elektrik-master.ru/sredstva-zaschity-ot-porazhenija-jelektricheskim-tokom/nakladki-i-kolpaki-jelektroizolirujuschie.html> (дата обращения 16.08.2025).

5-6. Разъединитель полупантографный с горизонтальным разрывом – РПГ-330, 500, 750/3150 (УХЛ1) [Электронный ресурс]. URL: <https://energybase.ru/equipment/razedinitel-polupantografno-tipa-s-gorizontalnim-razrivom-rhg-330-500-7503150-uhl1-> (дата обращения 16.08.2025).

5-7. Разъединители пантографного и полупантографного типа. Каталог. [Электронный ресурс]. URL: https://zeto.ru/wp-content/uploads/2021/11/Kat_RPV_RPG.pdf (дата обращения 16.08.2025).

К разделу 6.

6-1. Трансформаторы тока: производственное издание / В.В. Афанасьев, И.М. Адоньев, В.М. Кибель, И.М. Сирота, Б.С. Стогний. – изд. 2-е, перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, Ленигр. отд-ние, 1989. – 416 с.

6-2. ГОСТ 7746-2001. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST77462001Transformator.html> (дата обращения 22.11.2013).

6-3. Получение знаний об измерительных трансформаторах тока [Электронный ресурс]. URL: <http://5fan.ru/wievjob.php?id=12754> (дата обращения 22.11.2013).

6-4. Мегапроект от «СвердловЭлектро»: производство измерительных трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sdelanounas.ru/blogs/15735> (дата обращения 22.11.2013).

6-5. Измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energyland.info/news-show-electroseti--85389> (дата обращения 22.11.2013).

6-6. Гуревич В. Оптоэлектронные трансформаторы: панацея или частное решение частных проблем? // Вести в электроэнергетике. – 2010. [Электронный ресурс]. URL: www.energyland.info/files/.../9df424e3837dd810f630b86c6ec82cc7.doc. (дата обращения 22.11.2013).

6-7. Комлев А.В., Кувшинов Г.Е., Михайленко О.С. Катушки Роговского для защиты и автоматики электрооборудования с напряжением до 1 кВ // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: материалы шестой Всеросс. науч.-техн. конф. с междунар.

участием (Благовещенск, 25-27 мая 2011). – Благовещенск, Амурский гос. ун-т, 2011. – Т1. – с. 439-445.

6-8. Кожович Л.А., Бишоп М.Т. (*Cooper Power Systems*, США). Современная релейная защита с датчиками тока на базе катушки Роговского // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сборник докладов междунар. науч.-техн. конф. (Москва, 7-10 сентября 2009). – М.: Научно-инженерное информационное агентство. – С. 39-48.

6-9. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. – М.,Л.: Госэнергоиздат, 1957. – 344 с.

6-10. Казанский В.Е. Измерительные преобразователи тока в релейной защите. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 240 с.

6-11. Ward D.A., Exon J. La T. Exon. Using Rogowsky coils for transient current measurements. – Engineering science and education journal. June, 1993. – pp. 105 – 113. – (англ.).

6-12. Кожович Л.А., Бишоп М.Т. (*Cooper Power Systems*, США). Опыт эксплуатации дифференциальной защиты силовых трансформаторов с использованием катушки Роговского // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сборник докладов междунар. науч.-техн. конф. (Москва, 7-10 сентября 2009). – М.: Научно-инженерное информационное агентство. – С. 49-59.

К разделу 7.

7-1. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

7-2. Емкостные трансформаторы напряжения серии НДЕ [Электронный ресурс]. URL: www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/.../03/pk_3_2.pdf (дата обращения 22.11.2013).

7-3. НАМИТ-10-2 трансформатор напряжения измерительный масляный антирезонансный // ТД Трансформатор: каталог [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tdtransformator.ru/catalog/izmeritelnye/napryazheniya/do-35-kv/namit-10-2.htm> (дата обращения 22.11.2013).

7-4. Зихерман М. Трансформаторы напряжения для сетей 6–10 кВ. Причины повреждаемости // Новости электротехники 1(25) 2003 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/25/10.php> (дата обращения 22.11.2013).

7-5. Устройство и принцип действия - Эксплуатация трансформаторов напряжения // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: http://forca.ru/instrukcii-po-ekspluatacii/podstancii/ekspluaciya-transformatorov-napryazheniya_3.html (дата обращения 22.11.2013).

7-6. Артюхов И.И. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учеб. пособие / И.И. Артюхов, В.Д. Куликов, В.В. Тютманова. – Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2005. – 136 с.

7-7. Конструкции измерительных трансформаторов напряжения - Электрическая часть электростанций // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhiv/elektricheskaya-chast-elektrostantsiy-61.html> (дата обращения 22.11.2013).

7-8. Измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ruscable.ru/doc/analytic/KPD-5/proline.pdf> (дата обращения 22.11.2013).

7-9. Оптический трансформатор тока и напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://ukrm.ru/content/view/72/> (дата обращения 22.11.2013).

7-10. Гуревич В. Оптоэлектронные трансформаторы: панацея или частное решение частных проблем? // Вести в электроэнергетике. – 2010. [Электронный ресурс]. URL: www.energyland.info/files/.../9df424e3837dd810f630b86c6ec82cc7.doc. (дата обращения 22.11.2013).

К разделу 8.

8-1. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Под ред. Ю.И. Вишневого – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 2002. – 728 с.

8-2. КРУЭ 220 кВ CHINT // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/kru-i-ktp/krue-220-kv-chint-2.html> (дата обращения 22.11.2013).

8-3. АBB начало выпуск КРУЭ нового поколения на 220 кВ // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/new/novosti/abb-nachalo-vypusk-krue-novogo-pokoleniya-na-220-kv.html> (дата обращения 22.11.2013).

8-4. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: http://www.alstom-rusal.ru/podstantsii_peremennogo_toka/krue (дата обращения 22.11.2013).

8-5. КРУЭ 330, 500 и 750 кВ (российского производства и импортируемое). Перечень производителей. Характеристики [Электронный ресурс]. URL: <https://elensis.ru/2018/09/03/%D0%BA%D1%80%D1%83%D1%8D-330-%D0%BA%D0%B2-%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B8%D0%B7%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B0-%D0%B8-%D0%B8/> (дата обращения 21.08.2025).

К разделу 9.

9-1. Школа молодого опнщика, назначение и принцип действия ОПН [Электронный ресурс]. URL: http://baltenergo.spb.ru/articles_5.php (дата обращения 22.11.2013).

9-2. Инструкция по эксплуатации ограничителей перенапряжения (ОПН) [Электронный ресурс]. URL: http://ukrelektrik.com/index/instrukcija_po_ehkspluatácii_ogranichitelej_perenaprjazhenija_opn/0-129 (дата обращения 22.11.2013).

9-3. ОПН-РК-35(110) // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/stati/podstancii/opn-rk-35-110.html> (дата обращения 22.11.2013).

9-4. Инструкция по эксплуатации ограничителей перенапряжения (ОПН) // Инструкции / Инструкции по эксплуатации оборудования подстанций [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ruscable.ru/doc/documentation/instruction-13.html> (дата обращения 22.11.2013).

9-5. Ограничитель перенапряжения электромагнитов ОПН-ЭМ-220-100 // Ограничители перенапряжения [Электронный ресурс]. URL: http://electromagnet.ru/productions/prod_3/3_4/ (дата обращения 22.11.2013).

9-6. Выбор ограничителей перенапряжений производства «Таврида Электрик» в сетях среднего напряжения [Электронный ресурс]. URL: www.yanviktor.ru/ispytaniya/opn/vybor_opn.doc. (дата обращения 22.11.2013).

9-7. Матвеев Д.А., Никулов И.И. К вопросу о выборе ОПН // ЭнергоЭксперт 2 2010. [Электронный ресурс]. URL: tvn-moscow.ru/download/MatveevNikulov.pdf (дата обращения 22.11.2013).

К разделу 10.

10-1. Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах / Г.Н. Александров, Г.А. Евдокунин, Т.В. Лисочкина, И.М. Носов, Г.В. Подпоркин, Ю.Г. Селезнев / Под ред. Г.Н. Александрова. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1987. – 232 с.

10-2. Астахов Ю.Н., Веников В.А., Зуев Э.Н. Увеличение пропускной способности двухцепных линий электропередачи // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. – 1965. – № 5. – с. 28-32.

10-3. Астахов Ю.Н., Веников В.А., Зуев Э.Н. Повышение пропускной способности за счет рационального размещения проводов двухцепной линии электропередачи // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. – 1965 – № 6 – с. 59-66.

10-4. Transmission line reference book: 115-138 kV. Compact line designs // EPRI 1978.

10-5. Управляемые электропередачи переменного тока повышенной пропускной способности: Дискуссия // Электричество. – 1971. – № 5. – с. 89-92; № 6, с. 86-89; № 7, с. 74-87.

10-6. Астахов Ю.Н. и др. Основные принципы создания и технические характеристики управляемых самокомпенсирующихся линий электропередачи // Электричество. – 1977. – № 12. – с. 37-44.

10-7. Астахов Ю.Н., Постолатий В.М., Комендант И.Т., Чалый Г.В. Управляемые линии электропередачи / Под ред. В.А. Веникова. – Кишинев: Штиинца, 1984. – 296 с.

10-8. Управляемые электропередачи: Сборник научных трудов. Вып. 1 – 7. – Кишинев: Штиинца, 1989 – 1993.

10-9. Солдатов В.А., Постолатий В.М. Расчет и оптимизация параметров и режимов управляемых многопроводных линий / Отв. ред. Ю.Н. Астахов. – Кишинев: Штиинца, 1990. – 240 с.

10-10. Астахов Ю.Н., Козлов А.Н., Тараненко А.В. Явление «перекompенсации» эквивалентных параметров цепи низшего напряжения двухцепной ЛЭП // Управляемые самокомпенсирующиеся ЛЭП. – Кишинев: Штиинца. – 1980. – с. 30-36.

10-11. Козлов А.Н. Потоки мощности в комбинированной линии электропередачи при "перекompенсации" эквивалентных параметров цепи низшего напряжения // Повышение эффективности режима работы элементов электроэнергетических систем. – Фрунзе: Фрунзенск. политехн. ин-т. – 1982. – с. 43-55.

10-12. Дальние передачи переменного тока / И.С. Брук, П.И. Зубков, А.А. Крюков, М.С. Либкинд, И.М. Маркович, С.А. Совалов / Отв. ред. И.С. Брук. – М.: Изд-во АН СССР. – 1958. – 260 с.

10-13. Крюков А.А. и др. Управляемая поперечная компенсация электропередачи переменного тока / А.А. Крюков, М.С. Либкинд, В.М. Сорокин / Под ред. М.С. Либкинда. – М.: Энергоиздат, 1981. – 184 с.

10-14. Кочкин В.И. Управляемые статические устройства компенсации реактивной мощности для линий электропередачи // Электричество. – 2000. – № 9. – с. 13-19.

10-15. Ивакин В.Н., Ковалев В.Д., Худяков В.В. Гибкие электропередачи переменного тока // Электротехника. – 1996. – № 8.

10-16. Ивакин В.Н., Сысоева Н.Г., Худяков В.В. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы / Под ред. В.В.Худякова. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 336 с.

10-17. Кочкин В.И. Многоподстанционные электрические сети постоянно-переменного тока // Электричество. – 1999. – № 3.

10-18. Зеленохат Н.И. Анализ режимных характеристик межсистемной связи со статическими компенсаторами // Электричество. – 1997. – № 3.

10-19. Зеленохат Н.И. Проблема создания управляемых межсистемных связей с АС-ЭМПЧ // Вестник МЭИ. – 1995. – № 3.

10-20. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Режимы работы управляемых линий электропередачи // Электричество. – 1997. – № 9.

10-21. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др./ Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.

10-22. Ивакин В.Н., Ковалев В.Д., Худяков В.В. Гибкие электропередачи переменного тока // Электротехника. – 1996. – № 8.

10-23. Load flow control in high voltage systems using FACTS controllers / D. Povh et al. // Électra, 1996, No. 164, p.p. 162-165. – (англ., франц.).

10-24. Mihalič R., Povh D., Žunko P. Dvig obremenljivosti dolgih prenosnih vodov z vključitvijo naprav FACTS // Elektrotehniški vestnik, 1993, 60(1), s. 7-12. – (словен).

10-25. Кочкин В.И., Дементьев Ю.А. Управляемые линии электропередачи // Электрические станции. – 1999. – № 2.

10-26. Schauder C., Stacey E. et al. Development of 100 Mvar Static Condenser for voltage control of Transmission Systems // IEEE Transaction on Power Delivery, 1995, vol. 10, No 3. – (англ.).

10-27. Renz B.A. et al. World's first unified flow controller the AER System. Paper 14-107. CIGRE Session, 1998, Paris. - (англ., франц.).

10-28. Gyugyi L. Unified power-flow control concept for flexible AC transmission systems // IEE PROCEEDINGS-C, 1992, Vol. 139, No. 4, p.p. 323-331. – (англ.).

10-29. Gyugyi L., Schauder C.D., Sen K.K. Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines // IEEE Transactions on Power Delivery, 1997, Vol. 12, No. 1, p.p. 406-413. – (англ.).

10-30. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission systems / A.-A. Edris et al. // IEEE Transactions on Power Delivery, 1997, Vol. 12, No. 4, p.p. 1848-1853. – (англ.).

10-31. Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 248 с.

К разделу 11.

11-1. Управляемые шунтирующие реакторы // Электрические сети [Электронный ресурс]. URL: <http://leg.co.ua/info/podstancii/upravlyaemye-shuntiruyuschie-reaktory.html> (дата обращения 22.11.2013).

11-2. Управляемые шунтирующие реакторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ztr.com.ua/ru/controlled-shunt-reactors/> (дата обращения 22.11.2013).

К разделу 12.

12-1. Информационная книга инженера электрика: справочное издание / сост. В.С. Чурсин. – Владивосток: ЛАИНС, 2008. – 55 с.

12-2. Титенков С. Режимы заземления нейтрали в сетях 0,4 кВ. Плюсы и минусы различных вариантов // Новости электротехники 4 (82) 2013 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/28/13.php> (дата обращения 02.12.2013).

12-3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php (дата обращения 02.12.2013).

12-4. ГОСТ Р 50571.17-2000: электроустановки зданий / Часть 4: требования по обеспечению безопасности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/gostr%2050571.17-2000.pdf> (дата обращения 02.12.2013).

12-5. Модульное оборудование // Технические каталоги ИЕК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.iek.ru/products/techcat/> (дата обращения 02.12.2013).

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1 Энергетика: настоящее и будущее	6
EROEI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов	7
Негативные стороны «зеленой» энергетики	10
2 Синхронные генераторы	16
Общая характеристика турбогенераторов	16
Виды турбогенераторов	20
Турбогенераторы с полным водяным охлаждением серии ТЗВ	23
Асинхронизированные синхронные генераторы	30
Криогенные турбогенераторы	33
Гидрогенераторы	36
3 Силовые трансформаторы	41
Номинальные параметры трансформатора	43
Номинальные мощности и габариты трансформаторов	44
Транспортировка трансформаторов	48
Конструктивное исполнение трансформаторов	52
Конструкции обмоток и исполнение сухих трансформаторов	66
Конструктивные особенности сухих трансформаторов	71
Преимущества и недостатки сухих силовых трансформаторов	73
Основные направления развития трансформаторного оборудования	75
4 Выключатели	83
Контроль расхода коммутационного ресурса выключателей в условиях эксплуатации	86
Вакуумные выключатели. Новые разработки	88
Элегазовые выключатели	95
Гибридные выключатели	100
Сравнение элегазовых и вакуумных выключателей	102
Конструкция гибридного выключателя	103
Токоограничивающее оборудование на основе высокотемпературной сверхпроводимости	104
Высокотемпературные токоограничители (ВТСП ТО)	106

	Перспективы развития коммутационной аппаратуры высокого напряжения	107
	Совершенствование парка коммутационных аппаратов, находящихся в эксплуатации	108
	Совершенствование характеристик коммутационных аппаратов высокого напряжения	109
5	Разъединители	113
	Требования, предъявляемые к разъединителям	113
	Выполнение операций с разъединителями	113
	Личная безопасность персонала, выполняющего операции с разъединителями	114
	Использование разъединителей для отключения уравнительных токов и небольших токов нагрузки	115
	Конструктивное исполнение разъединителей	116
6	Трансформаторы тока	124
	Условные обозначения трансформаторов тока	125
	Конструкции трансформаторов тока	127
	Трансформаторы тока наружной установки	131
	Оптико-электронные трансформаторы тока	132
	Дифференцирующие индукционные преобразователи тока	136
7	Трансформаторы напряжения	139
	Конструкции трансформаторов напряжения	139
	Антирезонансные заземляемые ТН	144
	Каскадные трансформаторы напряжения серии НКФ	147
	Емкостные трансформаторы напряжения (ЕТН)	150
	Оптоэлектронные трансформаторы напряжения	153
8	Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ)	156
	Назначение КРУЭ	157
	КРУЭ российского производства	161
9	Нелинейные ограничители перенапряжений	165
	Рекомендуемая структура условного обозначения ОПН	169
	Конструктивное устройство ОПН	172
	Проблемы выбора ОПН	175
10	Управляемые линии электропередачи	177
	Конструкция устройств FACTS	180

11	Управляемые шунтирующие реакторы	185
	Управляемый шунтирующий реактор на основе тиристорно-реакторных групп (УШРТ)	185
12	Низковольтная защитно-коммутационная аппаратура	188
	Автоматические выключатели типа ВД (выключатель дифференциальный)	190
	Рекомендации по применению УЗО на различных объектах	200
	Типичные ошибки при монтаже УЗО	202
	Алгоритм поиска неисправности в электроустановке при срабатывании дифференциального выключателя (ВД)	204
	Автоматы дифференциальные	205
	Библиографический список	206

Козлов Александр Николаевич,
доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. техн. наук;

Козлов Виталий Александрович,
*главный специалист отдела перспективного развития Дальневосточной
распределительной сетевой компании;*

Ротачева Алла Георгиевна,
доцент кафедры энергетики АмГУ

Электротехническое оборудование последнего поколения. Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 12,96.