

В.А.Старшинов, М.В.Пираторов, М.А.Козина

Электрическая часть электростанций и подстанций

Допущено УМО вузов России по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника»

Москва
Издательский дом МЭИ
2015

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.277я73
С 775

Рецензенты: Лавыгин В.М., профессор НИУ «МЭИ»,
Стогний Т.А., начальник отдела ОАО «Институт Теплоэлектропроект», к.т.н.

Старшинов В.А.

С 775 Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина; под ред. В.А. Старшинова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с.: ил.

ISBN 978-5-383-00874-4

Рассмотрена электрическая часть электростанций различного типа (ТЭЦ, КЭС, ПГУ, ГТУ, АЭС, ГЭС) и подстанций. Содержится краткая характеристика технологического процесса преобразования различных видов энергии в электрическую. Приведены сведения об основном электротехническом оборудовании и электрических аппаратах. Описаны способы гашения электрической дуги в коммутационных аппаратах различного исполнения. Приведены условия выбора и проверки электрических аппаратов по условиям короткого замыкания. Рассмотрены вопросы построения структурных схем и схем выдачи мощности электростанций и подстанций. Приведены электрические схемы распределительных устройств и схем питания собственных нужд. Даны рекомендации по их применению.

Предназначено в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика», также может быть использовано при подготовке и переподготовке кадров в разных областях энергетики.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.277я73

Учебное издание

**Старшинов Владимир Алексеевич
Пираторов Михаил Васильевич
Козина Марина Алексеевна**

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие для вузов

Редактор *В.С. Егоров, Г.Ф. Раджабова*
Художественный редактор *А.Ю. Землеруб*
Технический редактор *Т.А. Дворецкова*
Компьютерная верстка *В.В. Пак*

Подписано в печать с оригинал-макета 04.03.15 Формат 60×90/16
Бумага офсетная Гарнитура Таймс Печать офсетная
Усл. печ. л. 18,5 Усл. кр.-отт. 19,5 Уч.-изд. л. 18,7
Тираж 1000 экз.

ЗАО «Издательский дом МЭИ», 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14А,
тел/факс: (495) 640-8327, адрес в Интернете: <http://www.idmei.ru>,
электронная почта: info@idmei.ru

ISBN 978-5-383-00874-4

© Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А., 2015
© ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение. Современное состояние электроэнергетики	6
Глава первая. Общие сведения о работе электроэнергетической системы	11
1.1. Понятие об электроэнергетической системе	11
1.2. Режим нагрузок потребителей и электроэнергетических систем	21
1.3. Преимущества объединения электростанций в единую электроэнергетическую систему	25
1.4. Показатели качества электроэнергии	26
Глава вторая. Синхронные генераторы	30
2.1. Общая характеристика	30
2.2. Системы охлаждения синхронных генераторов	35
2.3. Системы возбуждения синхронных генераторов	42
2.4. Гашение поля синхронных генераторов	47
2.5. Включение генераторов на параллельную работу	49
2.6. Режимы работы синхронных генераторов	52
2.7. Статическая устойчивость	56
2.8. Динамическая устойчивость	59
2.9. Результирующая устойчивость	63
2.10. Асинхронный режим работы синхронных генераторов	63
2.11. Несимметричный режим работы синхронных генераторов	66
Глава третья. Трансформаторы и автотрансформаторы	67
3.1. Общие данные.....	67
3.2. Магнитопровод	71
3.3. Обмотки	73
3.4. Системы охлаждения.....	75
3.5. Схемы и группы соединения обмоток.....	78
3.6. Регулирование напряжения	82
3.7. Трехобмоточные трансформаторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения и автотрансформаторы	85
3.8. Параллельная работа трансформаторов.....	90
3.9. Нагрузочная способность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	91
Глава четвертая. Короткие замыкания в электроэнергетических системах	96
4.1. Общие сведения	96
4.2. Трехфазное короткое замыкание	98

4.3. Расчет трехфазных коротких замыканий	104
4.3.1. Назначение, допущения и порядок выполнения расчета	104
4.3.2. Составление расчетной схемы	107
4.3.3. Системы единиц	108
4.3.4. Параметры элементов расчетных схем и их схемы замещения ...	110
4.3.5. Преобразование схем замещения	120
4.3.6. Пример расчета трехфазного короткого замыкания	123
Глава пятая. Отключение силовых электрических цепей	
переменного тока	126
5.1. Общие сведения	126
5.2. Процессы при ионизации дугового промежутка	127
5.3. Процессы при деионизации дугового промежутка	128
5.4. Дуга переменного тока	129
5.5. Отключение цепи переменного тока с чисто активной нагрузкой	131
5.6. Отключение цепи переменного тока с индуктивной нагрузкой	132
5.7. Восстанавливающееся напряжение на контактах	134
5.8. Способы гашения электрической дуги	135
Глава шестая. Электрические аппараты	141
6.1. Классификация электрических аппаратов	141
6.2. Выключатели	143
6.2.1. Основные параметры выключателей	143
6.2.2. Выключатели масляные	144
6.2.3. Выключатели воздушные	151
6.2.4. Выключатели элегазовые	157
6.2.5. Выключатели вакуумные	163
6.2.6. Выключатели электромагнитные	168
6.2.7. Выключатели нагрузки	172
6.3. Разъединители, короткозамыкатели и отделители	174
6.4. Измерительные трансформаторы тока и напряжения	180
6.5. Токоограничивающие и шунтирующие реакторы	190
6.6. Разрядники и ограничители перенапряжений	193
6.7. Предохранители	197
6.8. Комплектные распределительные устройства и реклоузеры	202
6.9. Электрические коммутационные аппараты низкого напряжения	207
Глава седьмая. Выбор электрооборудования	216
7.1. Расчетные условия для выбора электрооборудования	216
7.2. Выбор электрических аппаратов и проводников по условиям рабочих продолжительных режимов	218
7.3. Проверка коммутационных электрических аппаратов на коммутационную способность	221
7.4. Условия выбора и проверки проводников и электрических аппаратов	223
7.5. Пример выбора электрооборудования	226
Глава восьмая. Электрические схемы электростанций	
и подстанций	229
8.1. Виды и типы схем	229

8.2. Нормативная документация	230
8.3. Требования, предъявляемые к схемам электроустановок	230
8.4. Структурные схемы электростанций и подстанций	231
8.5. Распределительные устройства	236
8.5.1. Общие сведения	236
8.5.2. Требования к схемам распределительных устройств	237
8.5.3. Классификация схем распределительных устройств	238
8.6. Примеры выполнения схем электростанций и подстанций	242
Глава девятая. Собственные нужды электрических станций и подстанций	253
9.1. Общие сведения	253
9.2. Собственные нужды тепловых электростанций	256
9.3. Собственные нужды атомных электростанций	258
9.4. Собственные нужды гидростанций	260
9.5. Собственные нужды подстанций	262
Глава десятая. Системы измерений, релейной защиты и диагностики	264
10.1. Общие положения	264
10.2. Системы измерений	266
10.3. Системы релейной защиты	274
10.4. Системы диагностики	289
Список литературы	295

Введение

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Электроэнергетика является базовой отраслью российской экономики, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности промышленности и населения, а также осуществляющей экспорт электроэнергии в страны СНГ и дальнего зарубежья. Устойчивое развитие и надежное функционирование отрасли во многом определяют энергетическую безопасность страны и являются важными факторами ее успешного экономического развития.

За последние годы в России изменилась система государственного регулирования электроэнергетики, сформировался конкурентный рынок электроэнергии, образовались новые компании. Преобразовалась и структура отрасли: было осуществлено разделение естественно-монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций; вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

Магистральные сети перешли под контроль Федеральной сетевой компании, распределительные сети интегрированы в межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), функции и активы региональных диспетчерских управлений были переданы общероссийскому Системному оператору (СО ЕЭС).

Активы генерации в процессе реформы объединились в межрегиональные генерирующие компании оптового рынка (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК). Все атомные электростанции (АЭС) вошли в Концерн «Росэнергоатом». В ОГК — электростанции, специализирующиеся на производстве почти исключительно электрической энергии, в ТГК — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят как электрическую, так и тепловую энергию. Шесть из семи ОГК сформированы на базе тепловых электростанций, а одна (РусГидро) — на основе гидрогенерирующих активов.

Современный электроэнергетический комплекс России включает около 600 электростанций единичной мощностью свыше 5 МВт.

Общая установленная мощность электростанций России составляет 218 145,8 МВт.

Установленная мощность парка действующих электростанций по типам генерации имеет следующую структуру: тепловые электростанции 68,4 %, гидравлические — 20,3 %, атомные — около 11,1 %.

К основным видам производства электроэнергии на территории России относятся тепловая энергетика, гидроэнергетика и атомная энергетика.

Лидирующее положение теплоэнергетики является исторически сложившейся и экономически оправданной закономерностью развития российской энергетики. Тепловые электростанции (ТЭС), действующие на территории России, классифицируют по следующим признакам:

- источникам используемой энергии — органическое топливо, геотермальная энергия, солнечная энергия;
- виду выдаваемой энергии — конденсационные, теплофикационные;
- использованию установленной электрической мощности и участию ТЭС в покрытии графика электрической нагрузки — базовые (не менее 5 тыс. ч использования установленной электрической мощности в году), полупиковые или маневренные (соответственно 3 и 4 тыс. ч в году), пиковые (менее 1,5—2 тыс. ч в году).

В свою очередь, тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, различают по технологическому признаку:

- паротурбинные (с паросиловыми установками на всех видах органического топлива, т.е. угле, мазуте, газе, торфе, сланцах, дровах и древесных отходах, продуктах энергетической переработки топлива и т.п.);
- дизельные;
- газотурбинные;
- парогазовые.

Наибольшее развитие и распространение в России получили тепловые электростанции общего пользования, работающие на органическом топливе (газ, уголь), преимущественно паротурбинные. Самой большой ТЭС на территории России является крупнейшая на Евразийском континенте Сургутская ГРЭС-2, работающая на природном газе. Из электростанций, работающих на угле, наибольшая установленная мощность у Рефтинской ГРЭС.

В настоящее время основной задачей развития тепловой генерации является обеспечение технического перевооружения и реконструкции действующих электростанций, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием передовых технологий в производстве электроэнергии.

Гидроэнергетика предоставляет системные услуги (частоту, мощность) и является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой энергосистемы страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости быстро существенно увеличить объемы выработки, покрывая пиковые нагрузки. У России большой гидроэнергетический потенциал, что подразумевает значительные возможности развития отечественной гидроэнергетики. На территории Российской Федерации сосредоточено около 9 % мировых запасов гидроресурсов. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе место в мире, опережая США, Бразилию, Канаду. На сегодняшний день общий теоретический гидроэнергетический потенциал России определен в 2900 млрд кВт·ч годовой выработки электроэнергии. Однако освоено лишь 20 % этого потенциала. Одним из препятствий развития гидроэнергетики является удаленность основной части потенциала, сконцентрированной в центральной и восточной Сибири и на Дальнем Востоке, от основных потребителей электроэнергии.

Выработка электроэнергии российскими ГЭС обеспечивает ежегодную экономию 50 млн т условного топлива, потенциал экономии составляет 250 млн т; позволяет снижать выбросы CO₂ в атмосферу до 60 млн т в год, что обеспечивает России практически неограниченный потенциал прироста мощностей энергетики в условиях жестких требований по ограничению выбросов парниковых газов. Кроме своего прямого назначения — производства электроэнергии с использованием возобновляемых ресурсов — гидроэнергетика дополнительно решает ряд важнейших для общества и государства задач: создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыборазведение, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениям.

В настоящее время на территории России работают 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт. Общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в России составляет примерно 46 тыс. МВт.

В ходе реформы электроэнергетики была создана федеральная гидрогенерирующая компания ОАО «ГидроОГК» (текущее название — ОАО «РусГидро»), которая объединила основную часть гидроэнергетических активов страны. В настоящее время компания управляет 68 объектами возобновляемой энергетики, в том числе девятью станциями Волжско-Камского каскада общей установленной мощностью более 10 166,7 МВт, первенцем большой гидроэнергетики

на Дальнем Востоке — Зейской ГЭС, Бурейской ГЭС, Новосибирской ГЭС и несколькими десятками гидростанций на Северном Кавказе, в том числе Кашхатау ГЭС, введенной в эксплуатацию в Кабардино-Балкарской Республике в конце 2010 г. Также в состав РусГидро входят геотермальные станции на Камчатке и высокомагнетронные мощности Загорской гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) в Московской области, используемые для выравнивания суточной неравномерности графика электрической нагрузки в ОЭС Центра.

Перспективное развитие гидроэнергетики России связывают с освоением потенциала рек Северного Кавказа, Сибири, дальнейшим развитием гидроэнергетического комплекса в центре и на севере европейской части России, в Приволжье, строительством выравнивающих мощностей в основных потребляющих регионах (в частности, строительство Ленинградской и Загорской ГАЭС-2).

Россия обладает технологией ядерной электроэнергетики полного цикла — от добычи урановых руд до выработки электроэнергии и утилизации отработанного ядерного топлива. На сегодняшний день эксплуатируются десять атомных электростанций — в общей сложности 33 энергоблока установленной мощностью 23,2 ГВт, которые вырабатывают около 17 % всего производимого электричества. В стадии строительства — еще пять АЭС. Широкое развитие атомная энергетика получила в европейской части России (30 %) и на Северо-Западе (37 % общего объема выработки электроэнергии). В 2011 г. атомными электростанциями выработано рекордное за всю историю отрасли количество электроэнергии — 172,5 млрд кВт·ч, что составило около 1,5 % прироста по сравнению с 2010 г.

В декабре 2007 г. в соответствии с Указом Президента РФ была образована Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом», которая управляет всеми ядерными активами Российской Федерации, включая как гражданскую часть атомной отрасли, так и ядерный оружейный комплекс. На нее также возложены задачи по выполнению международных обязательств России в области мирного использования атомной энергии и режима нераспространения ядерных материалов.

Оператор российских АЭС — ОАО Концерн «Росэнергоатом» — является второй в Европе энергетической компанией по объему атомной генерации. Атомные электростанции России вносят заметный вклад в борьбу с глобальным потеплением. Благодаря их работе ежегодно предотвращается выброс в атмосферу 210 млн т углекислого газа. Приоритетом эксплуатации АЭС является безопасность. С 2004 г. на российских АЭС не зафиксированы нарушения безопасности, классифицируемые по международной шкале ИНЕС выше нулевого

(минимального) уровня. Важной задачей в сфере эксплуатации российских АЭС является повышение коэффициента использования установленной мощности уже работающих станций. Планируется, что в результате выполнения программы, рассчитанной до 2015 г., будет получен эффект, равноценный вводу в эксплуатацию четырех новых атомных энергоблоков.

Глава первая

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1.1. Понятие об электроэнергетической системе

Совокупность электрических станций, подстанций, электрических и тепловых сетей, объединенных общностью режима и непрерывностью процесса выработки, преобразования, распределения и потребления тепловой и электрической энергии, называют *энергетической системой*.

Электрическая система — часть энергетической системы без тепловых сетей и потребителей. В состав электрической системы входят электрические станции различных типов, распределительные устройства электрических станций, линии электропередачи, электрические подстанции, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии, преобразовательные установки для изменения рода тока. В качестве нагрузки электрических систем выступают потребители электрической энергии — различного рода промышленные предприятия, транспорт, коммунально-бытовое и сельское хозяйство и т.п.

Оперативное управление энергосистемами осуществляется диспетчерскими службами, устанавливающими оптимальный режим работы электростанций и сетей различного класса напряжения с учетом потребностей потребителей электрической энергии.

Электрической станцией называют промышленную установку, используемую непосредственно для производства электрической (или тепловой) энергии путем преобразования других видов энергии (гидравлической, ядерной, ветровой, солнечной и т.п.) или первичных энергоресурсов (угля, газа, нефти и т.п.), а также необходимые для этого сооружения и здания, расположенные на определенной территории.

Электрические станции представляют собой сложные технологические комплексы с большим количеством основного и вспомогательного оборудования. Основное оборудование (генераторы) служит для производства, преобразования (трансформаторы и автотрансформаторы), передачи (линии электропередачи) и распределения (распределительные устройства) электроэнергии, а вспомогательное —

для выполнения вспомогательных функций (измерений, сигнализации, управления, защиты и автоматики).

В большинстве стран для производства, распределения и потребления электроэнергии принята система трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. В некоторых странах применяется частота 60 Гц.

На рис. 1.1 приведена схема электроэнергетической системы. В ее состав входят четыре станции, которые осуществляют питание электроэнергией потребителей (условно изображены стрелками).

Электрические станции связаны с потребителями электрической сетью, представляющей собой важный элемент электроэнергетической системы и определяющей в большой степени надежность и экономичность работы системы, а также устойчивость параллельной работы отдельных ее частей.

Передача электроэнергии от электростанций к потребителям осуществляется по линиям электропередачи при напряжениях, значительно превышающих напряжения генераторов. Для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения в электроэнергетику сооружаются трансформаторные подстанции (ПС). Узловые подстанции связывают источники энергии или отдельные части системы. Объединение электрических станций в общую сеть позволяет снабжать потребителей электроэнергией от различных станций и осуществлять обмен потоками мощности между участками системы.

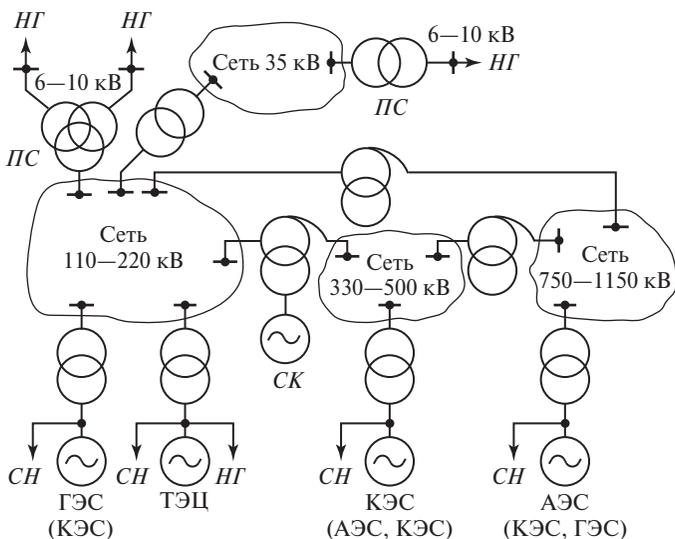


Рис. 1.1. Принципиальная схема электроэнергетической системы:

НГ — нагрузка; *СН* — собственные нужды; *СК* — синхронные компенсаторы

В Российской Федерации применяется следующая шкала стандартных номинальных (междуфазных) напряжений трехфазного тока частотой 50 Гц: 750; 500; 330; 220; (150); 110; 35; 20; 10; 6; 0,66; 0,38 кВ.

Передача электроэнергии на напряжениях 110—750 кВ, как правило, осуществляется с помощью воздушных линий электропередачи, а на напряжениях ниже 35 кВ — с помощью кабельных и воздушных линий. В ряде случаев применяются кабельные линии на 110 и 220 кВ (глубокие вводы в городах, вводы от трансформаторов ГЭС и ТЭС большой мощности на открытые подстанции). Для генераторов применяются следующие номинальные напряжения: 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15 кВ.

В настоящее время в выработке электроэнергии участвуют электростанции следующих типов:

- тепловые (ТЭС), которые делятся на теплофикационные (ТЭЦ) и конденсационные — КЭС [крупные КЭС исторически получили название государственных районных электростанций (ГРЭС)]. Тепловые электростанции могут сооружаться с использованием газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установок;

- гидроэлектростанции (ГЭС) и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС);

- атомные электростанции (АЭС);

- дизельные электростанции (ДЭС);

- солнечные электростанции (СЭС);

- геотермальные электростанции (ГЕОТЭС);

- приливные электростанции (ПЭС);

- ветроэлектростанции (ВЭС).

Во многих странах, в том числе и в РФ, ведутся разработки новых, нетрадиционных источников электроэнергии, способов ее преобразования, а также работы по осуществлению управляемой термоядерной реакции синтеза гелия из дейтерия, что, как ожидается, позволит иметь практически неограниченный источник энергии.

Основную долю вырабатываемой электроэнергии как в РФ, так и в мировой энергетике дают тепловые и гидравлические электростанции. В ближайшей перспективе намечается форсированное развитие атомной энергетике и увеличение участия ГЭС, ГАЭС и ГТУ в покрытии пиковой части графика нагрузки энергосистем.

Электрическая часть электростанции тесно связана с другими ее частями. Поэтому режимы работы электростанции необходимо рассматривать во взаимосвязи с режимами работы технологического (котельного, турбинного и иного) оборудования. Для понимания дальнейшего изложения рассмотрим кратко особенности технологического режима основных типов электростанций.

Конденсационные тепловые электростанции. Принципиальная схема конденсационной тепловой электростанции приведена на рис. 1.2.

В котел *КТ* подается топливо (газ, уголь, мазут), подогретый воздух и питательная вода (ее потери компенсируются химически очищенной водой *ХОВ*). Подача воздуха осуществляется дутьевым вентилятором *ДВ*, питательной воды — питательным насосом *ПН*. Образующиеся при сгорании топлива газы отсасываются из котла дымососом *Д* и выбрасываются через дымовую трубу (высотой 100—250 м) в атмосферу. Острый пар из котла подается в паровую турбину *ТБ*, где, проходя ряд ступеней, совершает механическую работу — вращает турбину и жестко связанный с ней ротор генератора *Г*. Отработанный пар поступает в конденсатор *К* (теплообменник), здесь он конденсируется благодаря пропуску через конденсатор значительного количества холодной циркуляционной воды (расход циркуляционной воды в 50—80 раз больше расхода пара через конденсатор).

Источником холодной воды могут быть река, озеро, искусственное водохранилище, а также специальные установки с охлаждающими башнями (градирнями) или с брызгальными бассейнами (на небольших электростанциях), откуда охлаждающая вода подается в конденсатор циркуляционными насосами *ЦН*. Воздух, попадающий в конденсатор через неплотности, удаляется с помощью эжектора *Э*. Конденсат, образующийся в конденсаторе, с помощью конденсатного насоса *КН* поступает в деаэрагор *ДР*, который предназначен для удаления из питательной воды газов и, в первую очередь, кислорода,

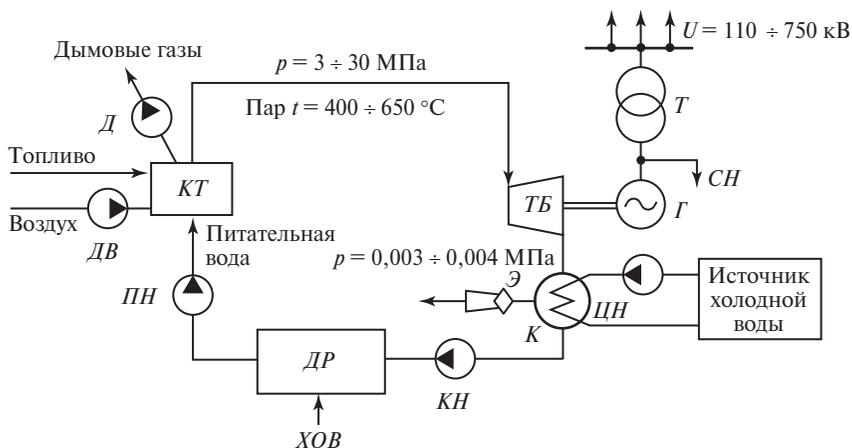


Рис. 1.2. Принципиальная схема конденсационной тепловой электростанции:

ХОВ — химически очищенная вода; *ДР* — деаэрагор; *ПН* — питательный насос; *ДВ* — дутьевой вентилятор; *КТ* — котел; *Д* — дымосос; *ТБ* — турбина; *КН* — конденсатный насос; *Э* — эжектор; *К* — конденсатор; *ЦН* — циркуляционный насос; *Т* — трансформатор; *СН* — собственные нужды; *Г* — генератор

вызывающего усиленную коррозию труб котла. В деаэратор также подается химически очищенная вода. После деаэратора питательная вода питательным насосом ПН направляется в котел. Предварительно вода подогревается, причем ее нагрев осуществляется в подогревателях различного давления, снабжаемых паром из отборов турбины, а также в экономайзере (хвостовой части) котла. Пропуск основной массы пара через конденсатор приводит к тому, что 60—70 % тепловой энергии, вырабатываемой котлом, бесполезно уносится циркуляционной водой.

Особенности КЭС следующие:

- строятся по возможности ближе к месторождениям топлива;
- подавляющую часть выработанной электроэнергии отдают в электрические сети повышенных напряжений (110—750 кВ);
- работают по свободному (т.е. не ограниченному тепловыми потребителями) графику выработки электроэнергии. Мощность может изменяться от расчетного максимума до так называемого технологического минимума;
- низкоманевренны (разворот турбин и набор нагрузки из холодного состояния требуют примерно 3—10 ч);
- имеют низкий КПД ($\eta = 30 \div 40 \%$).

Теплофикационные электростанции. Принципиальная схема ТЭЦ приведена на рис. 1.3.

В отличие от КЭС на ТЭЦ имеются значительные отборы пара, частично отработанного в турбине, которые используют на производственные и коммунально-бытовые нужды. Коммунально-бытовые

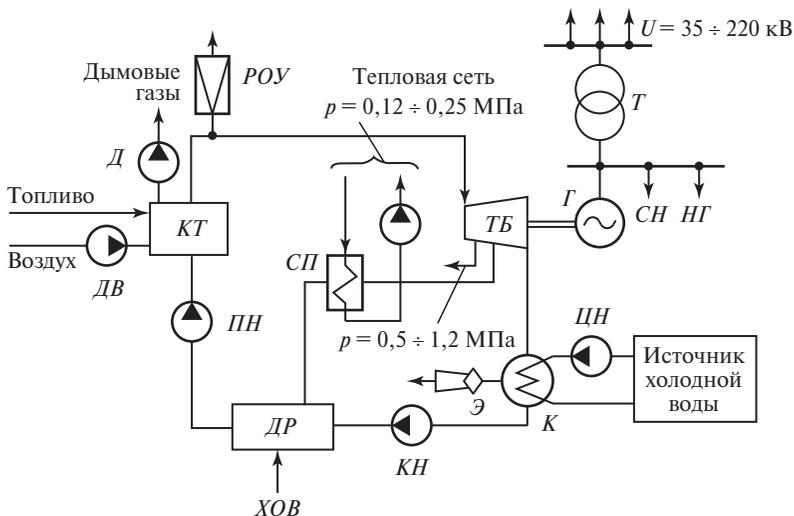


Рис. 1.3. Принципиальная схема теплофикационной электростанции

потребители обычно получают тепловую энергию от сетевых подогревателей (бойлеров) СП. При снижении электрической нагрузки ТЭЦ ниже мощности теплового потребления необходимая для потребителей тепловая энергия может быть получена с помощью редуционно-охладительной установки РОУ, питающейся острым паром котла. Чем больше отбор пара из турбины для теплофикационных нужд, тем меньше тепловой энергии уходит с циркуляционной водой и, следовательно, тем выше КПД электростанции. Следует отметить, что во избежание перегрева хвостовой части турбины через нее должен быть обеспечен во всех режимах пропуск определенного количества пара. Из-за несоответствия мощностей потребителей тепловой и электрической энергии ТЭЦ часто работают в конденсационном (смешанном) режиме, что снижает их экономичность.

В настоящее время в РФ примерно 40 % топлива расходуется на производство тепла. Теплофикационные электростанции, а также промышленные и крупные отопительные котельные покрывают потребность промышленности в паре и горячей воде практически на 100 %, а коммунально-бытовых потребителей и населения городов — более чем на 40 %.

Особенности ТЭЦ следующие:

- строят вблизи потребителей тепловой энергии;
- обычно работают на привозном топливе;
- большую часть вырабатываемой электроэнергии выдают потребителям близлежащего района (на генераторном или повышенном напряжении);
- работают по частично вынужденному графику выработки электроэнергии (т.е. график зависит от теплового потребления);
- низкоманевренны (так же, как и КЭС);
- имеют высокий суммарный КПД (при значительных отборах пара на производство и коммунально-бытовые нужды $\eta = 60 \div 70 \%$).

Гидроэлектростанции. Мощность ГЭС зависит от расхода воды через турбину и напора H (рис. 1.4).

Эта мощность, кВт, определяется выражением

$$P = QH\eta_{\Sigma} \frac{1000}{102} = 9,81QH\eta_{\Sigma},$$

где Q — расход воды, м³/с; H — напор, м; $\eta_{\Sigma} = \eta_c\eta_T\eta_G$ — суммарный КПД; η_c — КПД водоподводящих сооружений; η_T — КПД гидротурбины; η_G — КПД гидрогенератора.

При небольших напорах строят русловые или совмещенные гидроэлектростанции, при значительных напорах (более 30—35 м) — приплотинные ГЭС. В горных местностях сооружают деривационные ГЭС с большими напорами при малых расходах воды.

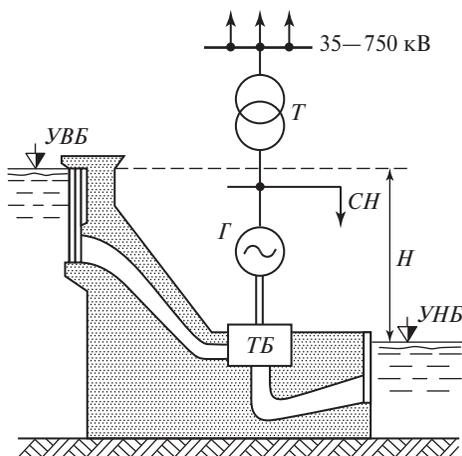


Рис. 1.4. Принципиальная схема гидроэлектростанции:

УВБ — уровень верхнего бьефа; *УНБ* — уровень нижнего бьефа; *H* — напор

Особенности ГЭС следующие:

- строят там, где есть гидроресурсы и условия для строительства, что обычно не совпадает с месторасположением электрической нагрузки;
- большую часть вырабатываемой электроэнергии отдают в электрические сети повышенных напряжений;
- работают по свободному графику (при наличии водохранилищ);
- высокоманевренны (разворот и набор нагрузки занимает примерно от 3 до 5 мин);
- имеют высокий КПД ($\eta_{\Sigma} = 85\%$).

Как видно, гидроэлектростанции в отношении режимных параметров имеют ряд преимуществ перед тепловыми электростанциями. Однако в настоящее время преимущественно строятся тепловые и атомные электростанции. Определяющими факторами здесь являются размеры капиталовложений и длительность строительства электростанций.

Атомные электростанции проектируются и сооружаются с реакторами различных типов на тепловых или быстрых нейтронах по одноконтурной, двухконтурной или трехконтурной схеме. Атомные электростанции могут сооружаться для производства только электрической энергии, аналогично КЭС, или для производства тепловой и электрической энергии, аналогично ТЭЦ. Упрощенная принципиальная схема двухконтурной АЭС приведена на рис. 1.5.

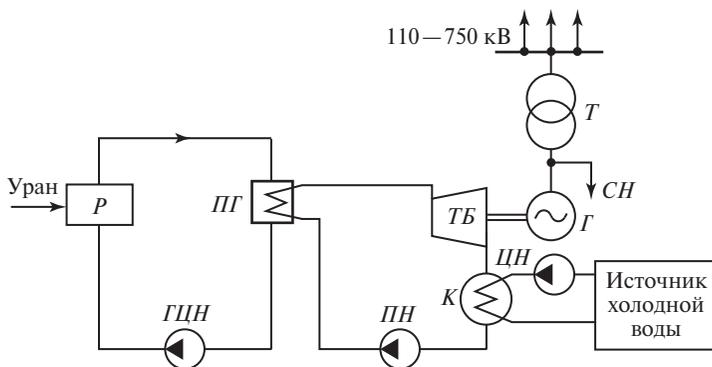


Рис. 1.5. Принципиальная схема двухконтурной атомной электростанции

Оборудование второго контура, включающего турбину *ТБ*, конденсатор *К*, аналогично оборудованию тепловых электростанций. Первый, радиоактивный контур содержит реактор *Р*, парогенератор *ПГ* и главный циркуляционный насос *ГЦН*.

В качестве расщепляющегося материала на АЭС обычно используется уран ^{235}U в виде концентрата закиси-оксида урана U_3O_8 .

Поглощая один нейтрон, уран делится на две части (осколки) с выделением энергии. При расщеплении 1 кг урана выделяется энергии 21,6 млн кВт · ч, что эквивалентно энергии, выделяющейся при сгорании примерно 2900 т угля.

Особенности АЭС следующие:

- могут сооружаться в любом географическом месте, в том числе и в труднодоступном;
- по своему режиму работы не зависят от ряда внешних факторов;
- требуют малого количества топлива;
- могут работать по свободному графику нагрузки (за исключением атомных ТЭЦ);
- чувствительны к переменному режиму, особенно АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. По этой причине, а также с учетом требования экономичности работы для АЭС выделяется базовая часть графика нагрузки энергосистемы;
- слабо загрязняют атмосферу; выбросы радиоактивных газов и аэрозолей незначительны и не превышают значений, допустимых санитарными нормами. В этом отношении АЭС оказываются более чистыми, чем ТЭС.

Газотурбинные и парогазовые установки. Принципиальная схема ГТУ представлена на рис. 1.6, а. Коэффициент полезного действия газотурбинных установок с агрегатами мощностью 25—100 МВт составляет 29—34 %.

Принципиальная схема парогазовой установки приведена на рис. 1.6, б. Коэффициент полезного действия парогазовых установок существенно выше, чем у газотурбинных установок и составляет от 53 до 60 %.

Данные установки являются высокоманевренными агрегатами и используются в энергосистемах в качестве резервных автономных источников энергии, а также в качестве источников для покрытия пиковой части графиков нагрузки.

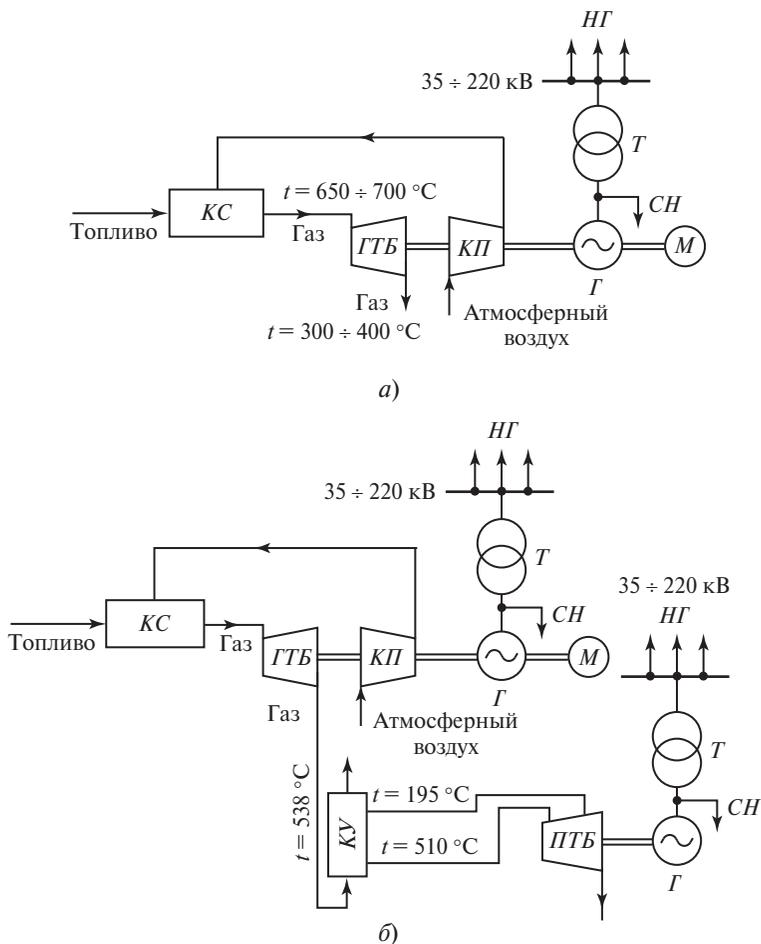


Рис. 1.6. Принципиальные схемы газотурбинной (а) и парогазовой (б) электростанций:
 КС — камера сгорания; ГТБ — газовая турбина; КП — компрессор; М — пусковой двигатель; КУ — котел-утилизатор; ПТБ — паровая турбина; Г — электрический генератор

Дизельные электростанции. Принципиальная схема дизельной электростанции представлена на рис. 1.7. Основной ее элемент — дизель-генератор, который состоит из двигателя внутреннего сгорания *ДВС* и генератора переменного тока *Г*. Дизельные электростанции мобильны, автономны, поэтому широко используются в труднодоступных районах, а также для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. В настоящее время дизель-генераторы используются в качестве резервных аварийных источников питания систем собственных нужд АЭС и крупных ГРЭС.

Ветроэлектростанции небольшой мощности используются в качестве источников электроэнергии в сельских местностях, труднодоступных районах, на метеорологических станциях и в других местах, где стабильно удерживается ветреная погода. В РФ имеются установки мощностью в 100—400 кВт, разрабатываются установки значительно большей мощности.

Солнечные электростанции. Принципиальные схемы солнечных электростанций (гелиоэлектростанций) представлены на рис. 1.8. Солнечные электростанции нашли применение в ряде стран, имеющих значительное число солнечных дней в году. По опубликованным данным КПД солнечных электростанций может быть доведен до 20 %.

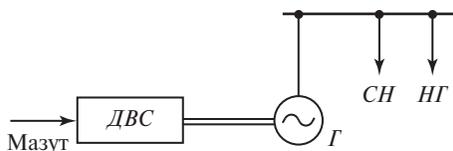


Рис. 1.7. Принципиальная схема дизельной электростанции

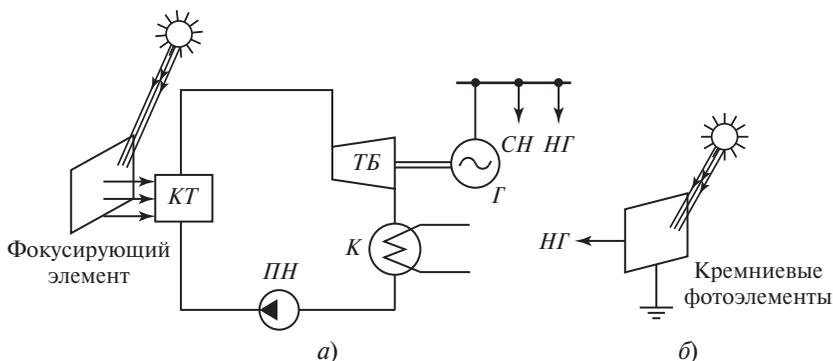


Рис. 1.8. Принципиальные схемы гелиоэлектростанций:
а — с паровым котлом; *б* — с кремниевыми элементами

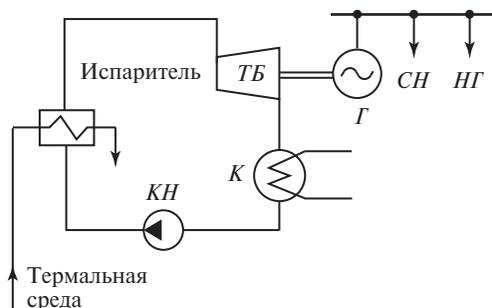


Рис. 1.9. Принципиальная схема геотермальной электростанции

Геотермальные электростанции используют дешевую энергию подземных термальных источников. Принципиальная схема такой электростанции представлена на рис. 1.9. Геотермальные электростанции работают в Исландии, Новой Зеландии, Папуа—Новой Гвинее, США и Италии, причем в Италии они дают около 6 % всей вырабатываемой электроэнергии. В РФ (на Камчатке) сооружена Мутновская геотермальная электростанция.

Приливные электростанции с так называемыми капсульными гидроагрегатами строят там, где имеется значительный перепад уровней воды во время приливов и отливов. Наиболее мощная ПЭС Ране построена во Франции; ее мощность составляет 240 МВт (24×10 МВт). В РФ на Кольском полуострове, где приливы достигают 10—13 м, вошла в строй опытная Кислогубская ПЭС.

1.2. Режим нагрузок потребителей и электроэнергетических систем

Особенностью работы электроэнергетических систем является одновременность процессов производства и потребления электрической энергии. Небаланс между суммарной активной мощностью генераторов и потребителей приводит к переходному процессу. Избыток активной мощности генераторов вызывает повышение частоты. При этом регуляторы частоты вращения турбин снижают впуск пара (воды) в турбины и восстанавливают номинальную частоту переменного напряжения в системе. Недостаток активной мощности генераторов в системе приводит к снижению частоты. Восполнить этот недостаток можно только путем ввода резервных генераторов. Заблаговременная подготовка к вводу в работу генераторов (растопка котлов на ТЭС или набор воды в водохранилищах суточного регулирования ГЭС) требует прогнозирования потребления активной мощ-

ности потребителями. Для этих целей ведется систематический сбор статистических данных о суточных графиках потребления активной мощности отдельных потребителей, узлов нагрузки и потребителей энергосистем в целом.

Для примера на рис. 1.10, *а—в* приведены суточные графики потребления активной мощности для освещения жилых домов и улиц городов с населением до 250 тыс. чел. (графики, учитывающие все виды электропотребления такого города).

Всем графикам свойственно неравномерное потребление мощности в течение суток. Графики потребления активной мощности промышленными предприятиями могут сильно отличаться друг от друга в зависимости от сменности работы (одно-, двух и трехсменная) и разного характера технологических процессов (рис. 1.10, *з—е*). Резкопеременным является потребление активной мощности электрифицированным транспортом. Стабильным потреблением в течение суток отличаются химические предприятия.

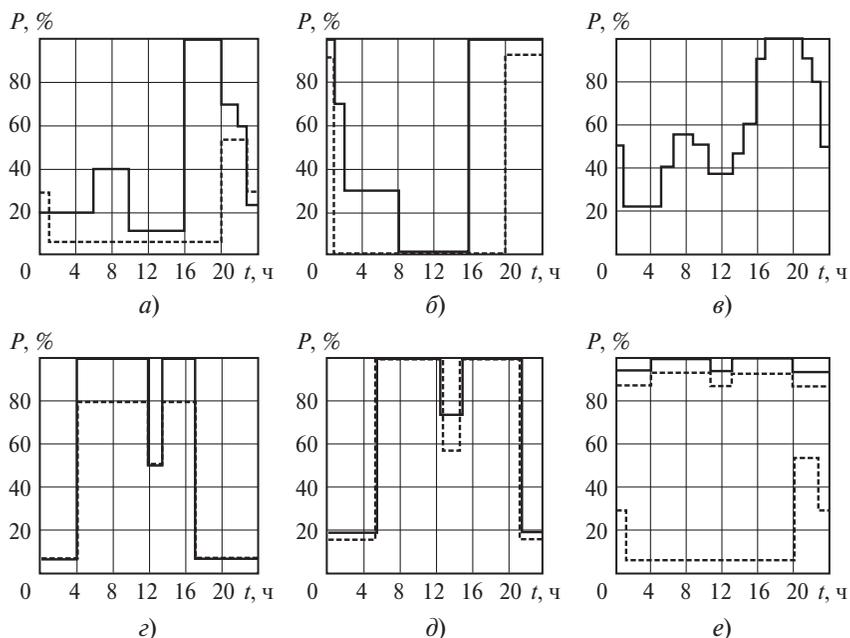


Рис. 1.10. Примеры суточных графиков потребления активной мощности различными потребителями:

а — освещение жилых помещений; *б* — уличное освещение; *в* — общее потребление города с населением до 250 тыс. чел.; *з* — односменное промышленное предприятие; *д* — двухсменное промышленное предприятие; *е* — трехсменное промышленное предприятие; — — зимние сутки; - - - — летние сутки

Наибольшую мощность по суточному графику длительностью не менее получаса называют суточным максимумом мощности $P_{\max \text{ сут}}$ (рис. 1.11, а). Площадь, ограниченная суточным графиком, представляет собой электроэнергию, выданную за сутки станцией потребителю электроэнергии:

$$W = \sum_i P_i t_i.$$

При этом среднесуточная мощность составит

$$P_{\text{ср.сут}} = \frac{W}{24} = \frac{\sum_i P_i t_i}{24}.$$

Продолжительностью использования максимальной нагрузки называют то время (за сутки или за год), в течение которого требовалось бы работать с максимальной мощностью

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}}.$$

Из рис. 1.11 видно, что $T_{\max} < T$, где T — полное время работы (24 ч, если задан суточный график, и 8760 ч, если задан годовой график).

Степень неравномерности графика характеризуется коэффициентом заполнения графика (или коэффициентом нагрузки)

$$k_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}.$$

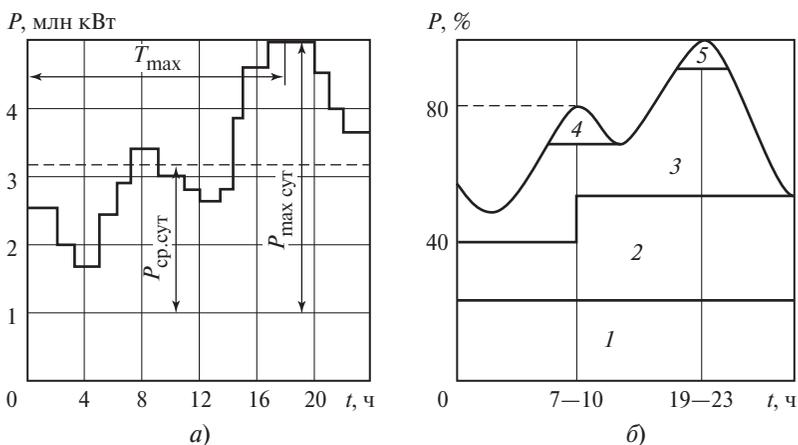


Рис. 1.11. Суточный график активной мощности и нагрузки электрической системы: а — распределение мощности; б — примерное распределение активной нагрузки системы между электростанциями

Использование установленной мощности характеризуется коэффициентом использования установленной мощности

$$k_{\text{исп}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{уст}}},$$

где $P_{\text{уст}}$ — суммарная установленная мощность всех агрегатов, включая резервные.

Изменение в течение суток мощности потребителей приводит к необходимости распределять эту мощность между станциями электрической системы. Распределение осуществляется так, чтобы, обеспечив мощностью всех потребителей, получить наименьший расход топлива на выработку электроэнергии. Возможность целесообразного распределения нагрузок между станциями обеспечивается их совместной, параллельной работой на общую сеть и составляет одно из самых важных достоинств объединения электрических станций в единую систему.

На рис. 1.11, б приведено условное распределение мощности между станциями. Базовая часть 1 графика отражает работу при постоянной мощности крупных конденсационных станций с агрегатами большой мощности («ведущие» частоту в системе), атомных станций, гидроэлектростанций (не имеющие водохранилищ), гидроэлектростанций в период паводка (для исключения холостого сброса воды). Часть энергии в области 2 может передаваться ТЭЦ, работающей по вынужденному графику, обусловленному графиком теплового потребления. Выработку мощности в период пиков (области 4 и 5) осуществляют гидроэлектростанции (в том числе и гидроаккумулирующие), обладающие водохранилищами суточного регулирования, а также газотурбинные электростанции. Гидрогенераторы имеют минимальное время пуска и набора мощности. Мощность в области 3 графика распределяется между агрегатами конденсационных станций небольшой и средней мощности (понятия относительные в условиях конкретных систем) и теплофикационными агрегатами, работающими в конденсационном режиме, а также парогазовыми установками. В этой области распределение нагрузки осуществляется не только между станциями, но и между отдельными агрегатами по условию наименьшего расхода топлива в системе, если топливо одинаково, а в общем случае — по условию минимума приведенных затрат.

1.3. Преимущества объединения электростанций в единую электроэнергетическую систему

Объединение потребителей электроэнергии в составе единой электроэнергетической системы способствует выравниванию графика нагрузки, что дает возможность более полно использовать оборудование электроэнергетической системы и установленную мощность электростанций, которая должна быть рассчитана на максимальную мощность нагрузки. Объединение электростанций в единую систему позволяет обеспечить быструю, маневренную передачу мощности между разными станциями при изменении нагрузки системы и аварийных повреждениях ее элементов. Работа электрических станций на общую сеть, а не на отдельных потребителей электроэнергии дает возможность концентрировать производство электроэнергии и применять наиболее экономичные энергетические агрегаты большой мощности. Централизованное распределение электроэнергии и концентрированное ее производство снижают капитальные затраты на единицу установленной мощности, эксплуатационные расходы и себестоимость электроэнергии.

Решение задач энергетики в рамках развития энергосистем позволяет комплексно подходить к использованию топливных, водноэнергетических и иных ресурсов с учетом влияния производства электроэнергии на окружающую биосферу. В связи с этим электрическая станция при проектировании, сооружении и эксплуатации должна всегда рассматриваться как элемент большой электроэнергетической системы. Все решения по ее структуре, начиная с мощности агрегатов и заканчивая устройствами регулирования, схемой электрических соединений ее отдельных элементов, должны приниматься с учетом общесистемного подхода к этой станции как элементу большой и сложной системы. При этом производители и потребители электроэнергии выступают в роли субъектов рынка. Российская Единая энергетическая система (ЕЭС) является крупнейшей в мире и по мощности сопоставима с западноевропейским энергетическим объединением. С помощью линий электропередачи высокого напряжения она объединяет региональные энергосистемы в единую сеть. Это дает возможность обеспечивать бесперебойное энергоснабжение страны. За десятилетия существования системы не было ни одной аварии, которая повлекла бы полное нарушение подачи электроэнергии, подобно тому как это произошло в Нью-Йорке в 1965 и 1977 гг., в Париже — в 1978 г., в Монреале и Квебеке — в 1982 и 1989 гг., когда целые города длительное время остались без электричества.

Важной особенностью единой системы является возможность «перекачивать» электроэнергию из одного региона в другой. Напри-

мер, максимумы нагрузок (когда энергией пользуется одновременно наибольшее число потребителей) в разных регионах страны из-за часовых поясов не совпадают по времени. Перераспределяя энергию, ЕЭС позволяет сберечь 5—6 млн кВт мощности. Это тем более важно, если учесть, что в стране только 20 энергосистем имеют избыточную мощность своих электростанций, в то время как остальные 50 испытывают дефицит. В какой-то мере это предопределило появление отечественного рынка электроэнергии — энергосистемы смежных районов ведут торговлю избытками.

Единая сеть, сформированная в условиях директивного планирования, оказалась жизнеспособной в условиях рынка — подключение всех производителей и потребителей к единой сети дало техническую возможность продажи-покупки электроэнергии. Положительным фактором можно считать и то, что при акционировании и переходе на рыночные отношения удалось избежать распада единой сети на различных владельцев — указом Президента было учреждено Государственное акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»), которому принадлежат контрольные пакеты акций крупнейших электростанций и акционерных обществ территориальных энергосистем.

Однако за внешним благополучием скрываются серьезные проблемы. Износ и старение оборудования угрожает стабильности работы энергетических установок. Энергетики все чаще используют резервные мощности, ввод же новых мощностей угрожающе отстает от потребностей страны. Положение усугубляется тем, что в электроэнергетике особенная структура и движение оборотных средств. Электричество потребляется в момент производства и не может рассматриваться как часть оборотных средств, «находящихся на складе или в пути». Финансирование отрасли зависит от платежей за поставленную электроэнергию. Поэтому задолженность за электроэнергию составляет значительную часть оборотных средств, изъятых у отрасли. По мнению экспертов полностью отказаться от государственной поддержки электроэнергетики в настоящее время, по-видимому, не представляется возможным.

1.4. Показатели качества электроэнергии

Показатели и нормы качества электрической энергии определены ГОСТ Р 54149—2010. Изменения характеристик напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии пользователю электрической сети, относящихся к частоте, значениям, форме напряжения и симметрии напряжений в трехфазных системах электроснаб-

жения, подразделяются на две категории — продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события.

Продолжительные изменения характеристик напряжения электропитания представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены в основном изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок.

Случайные события представляют собой внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к ее отклонению от номинальной формы. Данные изменения напряжения, как правило, вызываются непредсказуемыми событиями (например, повреждениями оборудования пользователя электрической сети) или внешними воздействиями (например, погодными условиями, действиями стороны, не являющейся пользователем электрической сети).

Применительно к продолжительным изменениям характеристик напряжения электропитания, относящихся к частоте, значениям, форме напряжения и симметрии напряжений в трехфазных системах, в настоящем стандарте установлены показатели и нормы качества электроэнергии. К продолжительным изменениям характеристик напряжения относятся отклонение частоты, отклонение напряжения, колебания напряжения и фликер, несинусоидальность напряжения, несимметрия напряжений в трехфазных системах.

Отклонение частоты. Показателем качества электроэнергии, относящимся к частоте, является отклонение значения основной частоты напряжения сети от номинального значения:

$$\delta f = f_m - f_{\text{НОМ}},$$

где f_m — измеренное значение основной частоты напряжения сети, Гц;
 $f_{\text{НОМ}}$ — номинальное значение частоты напряжения сети, Гц.

Для указанного показателя качества электроэнергии установлены следующие ограничения:

- нормально допустимое значение отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц;
- предельно допустимое значение отклонения частоты $\pm 0,4$ Гц.

Отклонение напряжения. Напряжение в узлах электрической системы может отличаться от номинального значения и определяется балансом реактивной мощности в ее узлах. Отличие фактического значения установившегося напряжения $U_{\text{уст}}$ в заданной точке сети от номинального значения $U_{\text{НОМ}}$ характеризуется отклонением напряжения δU , в процентах от номинального:

$$\delta U = \frac{U_{\text{уст}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} 100.$$

Для указанного показателя качества электроэнергии установлены следующие нормативы:

- нормально допустимое значение отклонения напряжения не должно превышать $\pm 5\%$;
- предельно допустимое значение отклонения напряжения примерно $\pm 10\%$.

Колебания напряжения и фликер. Колебания напряжения в отличие от отклонения напряжения вызываются быстрыми изменениями нагрузки, определяются по огибающей действующих или амплитудных значений напряжения и характеризуются размахом δU_t и частотой повторения изменения напряжения $F_{\delta U_t}$ или интервалами между изменениями напряжения:

$$\delta U_t = \frac{U_{i2} - U_{i1}}{U_{\text{ном}}} 100.$$

Для указанных показателей качества электроэнергии установлены следующие нормы:

- кратковременная доза фликера P_{st} не должна превышать значения 1,38;
- длительная доза фликера P_{lt} не должна превышать значения 1,0;
- допустимые значения колебания напряжения для сетей различного класса напряжения различны, но не превышают 10 %.

Несинусоидальность напряжения. Гармонические составляющие напряжения обусловлены, как правило, нелинейными нагрузками пользователей электрических сетей, подключаемыми к электрическим сетям различного напряжения. Гармонические токи, протекающие в электрических сетях, создают падения гармонических напряжений в полных сопротивлениях электрических сетей. Гармонические токи, полные сопротивления электрических сетей и, следовательно, напряжения гармонических составляющих в точках передачи электрической энергии изменяются во времени.

Показателями качества электроэнергии, относящимися к гармоническим составляющим напряжения, являются:

- значения гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка;
- значение полного коэффициента гармоник напряжения с учетом влияния всех гармоник напряжения до 40-го порядка K_U , %, в точке передачи электрической энергии:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} 100.$$

Таблица 1.1

Значения коэффициента гармоник напряжения

Параметр	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
	0,38	6—20	35	110—330
Нормально допустимое значение, %	8,0	5,0	4,0	2,0
Предельно допустимое значение, %	12,0	8,0	6,0	3,0

Показатели качества электроэнергии по гармоническим составляющим приведены в табл. 1.1.

Несимметрия напряжений. Несимметрия трехфазной системы напряжений обусловлена несимметричными нагрузками потребителей электрической энергии или несимметрией элементов электрической сети.

Показателями качества электроэнергии, относящимися к несимметрии напряжений в трехфазных системах, являются коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} .

Для указанных показателей качества электроэнергии нормально допустимые значения несимметрии по обратной и нулевой последовательностям для сетей любых напряжений составляют 2 %, а предельно допустимые значения — 4 %.

Случайные события характеризуются провалами напряжения, перенапряжениями и импульсными напряжениями. Эти показатели качества электроэнергии в нормативных документах не определены.

Глава вторая

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

2.1. Общая характеристика

Синхронные генераторы предназначены для преобразования механической энергии в электрическую. В энергетике используются только вращающиеся электромашинные генераторы, их работа основана на возникновении электродвижущей силы (ЭДС) в проводнике, на который каким-либо образом действует изменяющееся магнитное поле. Ту часть генератора, которая предназначена для создания магнитного поля, называют *индуктором*, а часть, в которой индуцируется ЭДС, — *якорем*.

Вращающуюся часть генератора называют *ротором*, а неподвижную часть — *статором*. В синхронных генераторах переменного тока индуктором обычно является ротор, а якорем — статор. Индуктор представляет собой обычно двух- или многополюсную электромагнитную систему, с питаемой постоянным током (током возбуждения) обмоткой возбуждения.

Более 95 % электроэнергии на электростанциях мира производится с помощью синхронных генераторов переменного тока. При вращении индуктора (ротора) в этих генераторах создается вращающееся магнитное поле, индуцирующее в якоре (статорной, обычно трехфазной обмотке) переменную ЭДС, частота которой соответствует частоте вращения ротора. Конструктивное исполнение такого генератора упрощенно показано на рис. 2.1.

Магнитная система статора представляет собой спрессованный пакет тонких стальных листов, в пазах которого находятся статорные обмотки (фазные обмотки). В двухполюсной машине фазные обмотки сдвинуты относительно друг друга на $1/3$ периметра статора, при этом в них индуцируются ЭДС, сдвинутые относительно друг друга на 120 электрических градусов. Обмотка каждой фазы выполнена в виде многовитковых катушек, соединенных между собой последовательно или параллельно.

Число полюсов у генератора, а в соответствии с этим и полюсных делений статора, может быть и больше двух. Чем большее число полюсов имеет синхронный генератор, тем медленнее при заданной

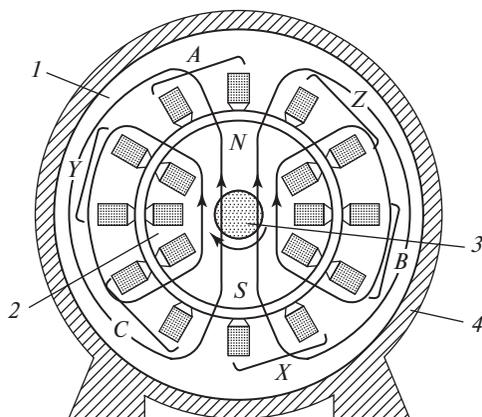


Рис. 2.1. Принцип устройства двухполюсного синхронного генератора:

1 — статор (якорь); 2 — ротор (индуктор); 3 — вал; 4 — корпус; A-X, B-Y, C-Z — размещенные в пазах статора части обмоток трех фаз

частоте тока вращается его ротор, так как частота вращения n связана с частотой тока f соотношением

$$n = 60f/p,$$

где p — число пар полюсов синхронного генератора.

Если, например, ротор вращается с частотой 3000 об/мин, то число пар полюсов генератора для получения частоты переменного тока 50 Гц должно быть равно единице.

На практике синхронные генераторы, сопрягаемые с быстроходными паровыми или газовыми турбинами, выполняются с одной или двумя парами полюсов. Такие машины называют *неявнополюсными*. Обмотка возбуждения размещена, как показано на рис. 2.1, в пазах массивного стального сердечника ротора. Генераторы, сопрягаемые с гидротурбинами, как правило, тихоходные, т.е. имеют большое число пар полюсов. Каждый полюс таких генераторов имеет отдельную обмотку (рис. 2.2), а совокупность этих обмоток образует обмотку возбуждения, и эти генераторы (гидрогенераторы) называют *явнополюсными*.

Обмотка возбуждения синхронного генератора получает энергию от источника постоянного тока.

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,

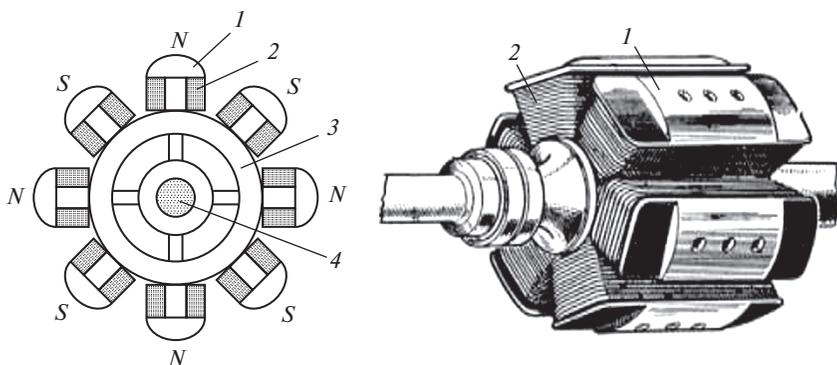


Рис. 2.2. Принцип устройства ротора тихоходного синхронного генератора:

1 — полюс; 2 — обмотка возбуждения; 3 — колесо крепления; 4 — вал

диаметр его ротора велик и удельная масса составляет 3,5—6 кг/кВт, а номинальная мощность доходит до 640 МВт (Саяно-Шушенская ГЭС).

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 четырехполюсные (с частотой вращения 1500 об/мин) и двухполюсные (с частотой вращения 3000 об/мин) турбогенераторы.

По виду приводной турбины турбогенераторы классифицируют на генераторы, приводимые во вращение паровой турбиной, и генераторы с приводом от газовой турбины.

По системе охлаждения турбогенераторы подразделяют на машины с косвенным и непосредственным воздушным, с косвенным водородным, непосредственным водородным и жидкостным охлаждением.

В зависимости от источника энергии, используемого для возбуждения, все системы разделяются на системы независимого возбуждения и самовозбуждения. В свою очередь, источниками энергии для обмотки возбуждения могут служить машины постоянного тока, машины переменного тока с последующим его преобразованием в постоянный ток, тиристорные преобразователи.

Синхронные генераторы характеризуются номинальной активной $P_{\text{ном}}$ и полной мощностью $S_{\text{ном}}$. 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:

$$S_{\text{ном}} = kD_1^2 l_{\delta} A_S B_{\delta} n, \quad (2.1)$$

где k — коэффициент пропорциональности, приблизительно равный 1,1; D_1 — диаметр расточки статора; l_{δ} — длина активной части; A_S — линейная токовая нагрузка обмотки статора; B_{δ} — индукция в воздушном зазоре; n — частота вращения.

В свою очередь, линейная токовая нагрузка обмотки статора определяется из выражения

$$A_S = I_{\text{ном}} \frac{N_n}{t_n},$$

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

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 ограничено. Современный турбогенератор имеет следующие линейные размеры: диаметр активной части ротора ограничивается по соображениям механической прочности и для машин с частотой вращения 3000 об/мин составляет 1,1—1,2 м, а для машин с частотой вращения 1500 об/мин достигает 1,8 м; длина активной части бочки ротора примерно 5,4—7,2 м; отношение длины активной части ротора к ее диаметру обычно лежит в пределах от 5,2 до 5,7. Это соотношение определяется не только возможностью изготовления поковок больших размеров, но и допустимым значением статического прогиба вала и частотными характеристиками роторной системы в целом. Значения критических частот, т.е. частот собственных и вынужденных поперечных колебаний ротора, обусловленных его вращением, должны существенно отличаться от значений номинальной частоты вращения ротора. Значение магнитной индукции также ограничено и не может превышать 1 Тл. Поэтому возрастание мощности синхронных генераторов возможно только за счет увеличения линейной токовой нагрузки обмотки статора. При этом для сохранения ее нормального температурного режима 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). Несмотря на то, что суммарные потери

обычно не превышают 2 % мощности генератора, отвод тепла, освобождающегося в результате потерь, может оказаться затруднительным. Если допустить, что масса генератора пропорциональна его мощности, то его линейные размеры пропорциональны кубическому корню из мощности, а поверхностные размеры — мощности в степени $2/3$. С увеличением мощности поверхность теплоотвода растет медленнее, чем номинальная мощность генератора. 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 больших мощностях (например, более 500 МВт) необходимо дополнить водородное охлаждение водяным. У крупных генераторов надо специально охлаждать и подшипники, для этого обычно используют циркуляцию масла.

В последнее время, особенно в московской энергосистеме, применяются так называемые асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ). На роторе такого генератора расположены две независимые обмотки возбуждения, магнитные оси которых перпендикулярны друг другу. В нормальном режиме по обмоткам ротора может протекать постоянный или переменный ток. При питании постоянным током в отличие от обычной синхронной машины осуществляется векторное управление возбуждением, что делает возможным устойчивую работу при любом угле нагрузки вплоть до π . При переменном токе поле возбуждения вращается относительно ротора, при этом сохраняется синхронность с электрическим полем статора. В результате турбина может работать с переменной частотой вращения.

В отличие от синхронных турбогенераторов асинхронизированные турбогенераторы способны работать в режимах глубокого потребления реактивной мощности и обладают более высокими пределами статической и динамической устойчивости.

Синхронный компенсатор относится к синхронным генераторам и представляет собой синхронный двигатель, работающий на холостом ходу и отдающий в сеть реактивную мощность. С помощью синхронного компенсатора можно покрыть потребление реактивной мощности местных промышленных потребителей электроэнергии и освободить основную сеть энергосистемы от передачи реактивной мощности. В этом случае синхронный компенсатор работает с перевозбуждением.

Иногда синхронные компенсаторы работают с недозвозбуждением. Необходимость в этом возникает в том случае, если ток в энергосистеме содержит значительную емкостную составляющую, которая не компенсируется индуктивной составляющей тока, создаваемой

потребителями данного участка энергосистемы. Синхронные компенсаторы применяют также для стабилизации напряжения в сети при передаче энергии по линиям большой протяженности. При больших индуктивных нагрузках напряжение в конце линии (у потребителей) оказывается намного меньше, чем в ее начале; при малых нагрузках, наоборот, под влиянием емкостных сопротивлений линии электропередачи напряжение в конце линии может даже повышаться по сравнению с напряжением в начале. Если же в конце линии (у потребителей) включить синхронный компенсатор, работающий при больших нагрузках с перевозбуждением и при малых нагрузках с недо возбуждением, то это позволит поддерживать напряжение в конце линии практически неизменным.

2.2. Системы охлаждения синхронных генераторов

Для того чтобы температура нагрева не превышала допустимых значений, синхронные генераторы выполняют с искусственным охлаждением. Так, допустимая температура для обмотки и стали статора лежит в диапазоне от 105 до 120 °С, а для обмотки ротора — от 100 до 130 °С. По способу отвода тепла от обмоток статора и ротора различают косвенное и непосредственное охлаждение.

При *косвенном охлаждении* охлаждающий газ (воздух или водород) подается внутрь генератора и прогоняется через немагнитный зазор и вентиляционные каналы с помощью вентиляторов, встроенных в торцы ротора. При этом охлаждающий газ не соприкасается с проводниками обмоток статора и ротора, а выделяемое тепло передается газу через изоляцию обмоток и пазовые клинья.

При *непосредственном охлаждении* процесс передачи выделяемого тепла происходит при непосредственном соприкосновении охлаждающего вещества (газа или жидкости) с проводниками обмоток генератора, минуя изоляцию и сталь зубцов.

Отечественные турбогенераторы изготовляют с воздушным, водородным и жидкостным охлаждением, а гидрогенераторы — с воздушным и жидкостным охлаждением. В качестве охлаждающей жидкости используется дистиллированная вода или масло. Причем дистиллированная вода по сравнению с маслом имеет значительно более высокие теплоотводящие свойства.

Воздушное охлаждение. Существуют две системы воздушного охлаждения — проточная и замкнутая.

Проточная система охлаждения применяется редко (в турбогенераторах мощностью до 2 МВ · А, а также в гидрогенераторах мощностью до 4 МВ · А). При такой системе охлаждения через генератор прогоняется воздух из машинного зала.

При замкнутой системе охлаждения один и тот же объем воздуха циркулирует по замкнутому контуру. Схематично циркуляция воздуха при таком охлаждении для турбогенератора представлена на рис. 2.3.

Для охлаждения воздуха служит воздухоохладитель 1, по трубкам которого непрерывно циркулирует вода. Нагретый в машине воздух через патрубок 2 поступает в камеру горячего воздуха 3, проходит через воздухоохладитель в камеру холодного воздуха 4 и снова возвращается в машину. Циркуляция воздуха обеспечивается вентиляторами 5, посаженными на вал генератора внутри машины. В генераторах с большой длиной активной части холодный воздух подается с обоих торцов машины.

Кроме того, в целях повышения эффективности охлаждения турбогенераторов, длина активной части которых особенно велика,

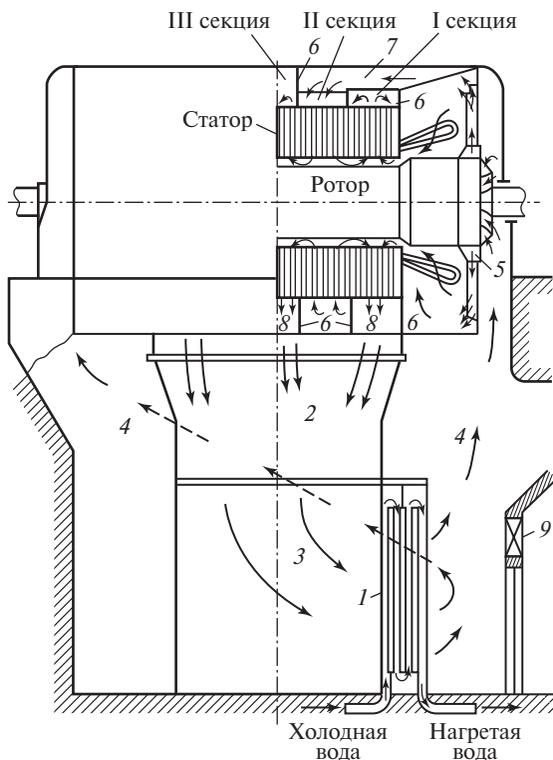


Рис. 2.3. Замкнутая система воздушного охлаждения турбогенератора:

1 — воздухоохладитель; 2 — патрубок; 3 — камера горячего воздуха; 4 — камера холодного воздуха; 5 — вентиляторы; 6 — вертикальные плоскости; 7 — осевой канал; 8 — отводящие камеры; 9 — масляные фильтры

а воздушный зазор мал, применяется так называемая многоструйная радиальная система вентиляции. В этом случае система охлаждения турбогенераторов вертикальными плоскостями 6 делится на ряд секций, в каждую из которых воздух поступает из воздушного зазора или из специального осевого канала 7.

Для увеличения поверхности соприкосновения нагретых частей машины с охлаждающим воздухом в активной части стали статора предусматриваются радиальные вентиляционные каналы, пройдя через которые нагретый воздух попадает в отводящие камеры 8. Такая многоструйная система вентиляции обеспечивает равномерное охлаждение турбогенератора по всей длине. Восполнения потерь охлаждающего воздуха из-за утечек осуществляется путем забора воздуха через двойные масляные фильтры 9, установленные в камере холодного воздуха.

Замкнутую систему косвенного воздушного охлаждения имеют турбогенераторы серий Т и ТФ, а также она широко применяется в гидрогенераторах, так как охлаждение явнополюсных роторов облегчается благодаря наличию межполюсных промежутков и большей поверхности охлаждения ротора. Генераторы мощностью от 2,5 до 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 имеют закрытое исполнение, обеспечивающее систему самовентиляции по замкнутому циклу.

Косвенное водородное охлаждение турбогенераторов. Турбогенераторы с косвенным водородным охлаждением имеют такую же схему вентиляции, что и при косвенном воздушном охлаждении. Отличие состоит лишь в том, что весь охлаждающий водород и его охладители находятся внутри корпуса генератора. Разрез по пазу ротора с косвенным охлаждением обмотки возбуждения водородом приведен на рис. 2.4.

Водородное охлаждение эффективнее воздушного, так как водород имеет в 1,7 раза больший коэффициент теплоемкости и в 7 раз более высокую теплопроводность.

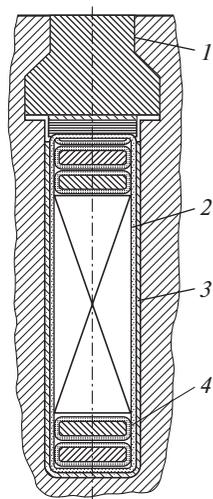


Рис. 2.4. Паз ротора с косвенным охлаждением обмотки возбуждения:

1 — клин; 2 — миканитовая коробка; 3 — защитная оболочка из стали; 4 — медный проводник

Генераторы с косвенным водородным охлаждением могут при необходимости работать и с воздушным охлаждением, но при этом их мощность соответственно уменьшается.

При заполнении корпуса генератора водородом воздух сначала вытесняется инертным газом (обычно углекислотой) во избежание образования гремучей смеси. После заполнения всего объема углекислотой при ее концентрации около 90 % через верхний коллектор подается под давлением водород, который вытесняет углекислоту. Как только чистота водорода в корпусе достигнет заданного уровня ($\approx 98\%$), давление водорода в корпусе доводят до нормального (2—5 МПа).

Непосредственное водородное охлаждение турбогенераторов.

Еще больший эффект по сравнению с косвенным водородным охлаждением дает непосредственное (внутреннее) охлаждение, когда водород подается внутрь полых проводников обмотки.

В генераторах серии ТВФ применяется косвенное охлаждение обмоток статора водородом и непосредственное (форсированное) охлаждение обмотки ротора. Разрез по пазу обмотки ротора генератора серии ТВФ представлен на рис. 2.5.

Охлаждающий газ забирается из зазора с последующим выбросом нагретого газа обратно в зазор. Для этого проводники обмотки ротора выполняют сплошными прямоугольного сечения, на боковых поверхностях которых фрезеруются косые вентиляционные каналы. При вращении ротора водород поступает в заборное отверстие и, проходя по косому вентиляционному каналу до дна паза, выходит уже с другой стороны паза (катушки) в другой канал и через выпускное отверстие снова попадает в зазор.

В серию ТВФ входят турбогенераторы мощностью 63, 110 и 120 МВт. Турбогенераторы имеют непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом и косвенное водородное охлаждение обмотки статора. Обмотка ротора выполняется с непо-

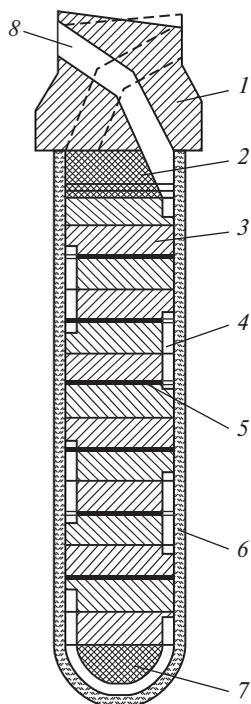


Рис. 2.5. Паз ротора с непосредственным охлаждением обмотки возбуждения:

1 — клин; 2, 7 — прокладки; 3 — медный проводник; 4 — вентиляционный канал; 5 — витковая изоляция; 6 — пазовая изоляционная гильза; 8 — отверстие для забора (выброса) водорода из зазора между статором и ротором

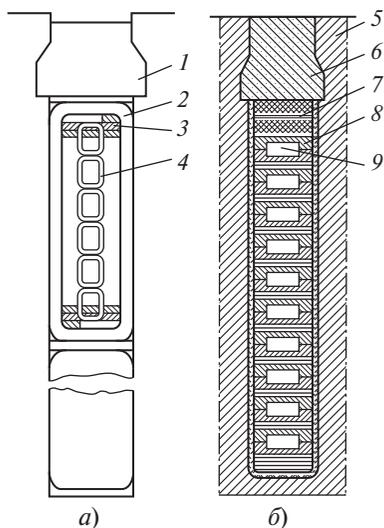


Рис. 2.6. Разрез паза статора (а) и ротора (б) генератора типа ТГВ:

1 — пазовый клин; 2 — корпусная изоляция; 3 — сплошной элементарный проводник; 4 — газовые трубки; 5 — бочка ротора; 6 — дюралюминиевый клин; 7 — подклиновка изоляция; 8 — полувитки обмотки; 9 — горизонтальный вентиляционный канал

средственным охлаждением витков водородом по схеме самовентиляции с забором водорода из зазора машины. Вентиляция турбогенератора осуществляется по замкнутому циклу.

Генераторы серии ТГВ мощностью 200 и 300 МВт имеют несколько иную систему охлаждения ротора. Водород циркулирует в аксиальных прямоугольных каналах, которые образуются корытообразными проводниками обмотки возбуждения (рис. 2.6). В генераторах этого типа выполнено также непосредственное охлаждение обмоток статора. Водород подается в тонкостенные трубки из немагнитной стали, заложенные внутри стержней обмотки и открытые в лобовых частях.

В обоих типах генераторов (ТГВ и ТВФ) давление водорода в корпусе поддерживается 0,2—0,4 МПа.

Непосредственное жидкостное охлаждение генераторов. При выполнении непосредственного жидкостного охлаждения генераторов в качестве охлаждающей жидкости применяют дистиллированную воду или масло, которые обладают более высокой теплоотводящей способностью по сравнению с водородом и, следовательно, позволяют еще больше увеличить единичные мощности генераторов при сохранении их размеров. Дистиллированная вода как охлаждающее вещество по сравнению с маслом имеет более высокие тепло-

отводящие свойства. Поэтому в большинстве случаев генераторы большой мощности изготавливают с водяным охлаждением.

Обмотка статора такого генератора выполнена из сплошных и полых медных элементарных проводников прямоугольного сечения, по которым циркулирует вода. Питание обмотки водой осуществляется путем подвода ее к каждой параллельной ветви с помощью шлангов из пластмассы, обладающей высокой электрической прочностью и необходимой эластичностью (например, фторопласт-4). По аналогичной схеме осуществляют водяное охлаждение статорной обмотки в вертикальных гидрогенераторах большой мощности типа СВФ. Обмотка ротора и активная сталь таких генераторов имеют непосредственное воздушное охлаждение.

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 и частотой вращения 1500 об/мин. Турбогенераторы имеют непосредственное охлаждение обмотки статора дистиллированной водой, форсированное охлаждение обмотки ротора водородом, внешней поверхности ротора и сердечника статора — водородом. Корпус турбогенератора заполнен водородом под давлением. Стержни обмотки статора сплетены из сплошных и полых элементарных проводников. Для охлаждения обмотки по полым проводникам циркулирует дистиллированная вода. Охлаждение обмотки ротора осуществляется непосредственно водородом по схеме самовентиляции с забором газа из зазора машины (рис. 2.7).

В нашей стране изготовлен турбогенератор серии ТВМ, который имеет комбинированную систему охлаждения: ротор охлаждается водой, а статор (обмотка, активная сталь и конструктивные элементы) — маслом. Для изоляции обмоток статора применена сравнительно дешевая и надежная бумажно-масляная изоляция кабельного типа, которая допускает высокие номинальные напряжения. Например, генератор ТВМ-500 имеет номинальное напряжение 36, 75 кВ, в то время как обычно для генераторов такой мощности применяется напряжение 20 кВ. Увеличение номинального напряжения позволяет уменьшить ток статора и снизить массу токоведущих частей.

На рис. 2.8 показан разрез по пазу статора такого генератора. Принудительная циркуляция масла внутри аксиальных каналов в обмотке и стали статора обеспечивает достаточно интенсивный отвод тепла. Пространство, в котором вращается ротор генератора, отделяется от статора, заполненного маслом, изоляционным цилиндром.

В турбогенераторах серии ТЗВ обмотки статора и ротора охлаждаются непосредственно водой, протекающей по каналам трубчатых медных проводников. Активная сталь сердечника статора охлаждается запрессованными между пакетами стали силуминовыми охлади-

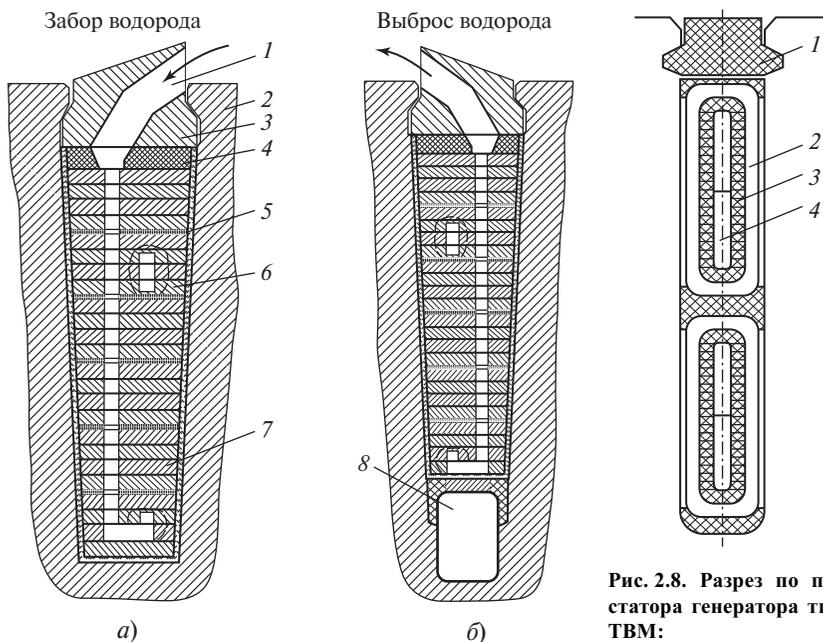


Рис. 2.7. Сечение по пазу ротора турбогенератора серии ТВВ-100-4:

a — паз для забора охлаждающего водорода; *б* — паз для выброса водорода из пазовой части; 1 — вентиляционный канал; 2 — вал ротора; 3 — пазовый клин; 4 — подклиновная изолирующая прокладка; 5 — корпусная изоляция; 6 — витковая изоляция; 7 — медный проводник; 8 — подпазовый канал

Рис. 2.8. Разрез по пазу статора генератора типа ТВМ:

1 — клин обмотки статора; 2 — изоляционная теплостойкая бумага; 3 — элементарные проводники обмотки статора; 4 — канал охлаждающего масла

телями толщиной 7 мм, у которых в зоне зубцов и спинки сердечника залиты змеевики из нержавеющей стали, по которым циркулирует охлаждающая вода. Внутренне пространство такого турбогенератора заполнено воздухом при давлении, близком к атмосферному.

В настоящее время разработаны и находят применение турбогенераторы с воздушным охлаждением нового поколения серии ТЗФ, являющиеся дальнейшим развитием серии ТФ (рис. 2.9). Охлаждение обмоток и активных частей таких генераторов осуществляется воздухом по трехконтурной схеме с разделением потоков воздуха, охлаждающего статор и ротор. Это позволяет снизить нагрев активных и конструктивных частей генератора. Обмотка статора таких генераторов имеет косвенное охлаждение. Для обеспечения циркуляции воздуха внутри генератора по замкнутому циклу с обеих сторон ротора установлены центробежные вентиляторы, снабженные направляющими и спрямляющими аппаратами.

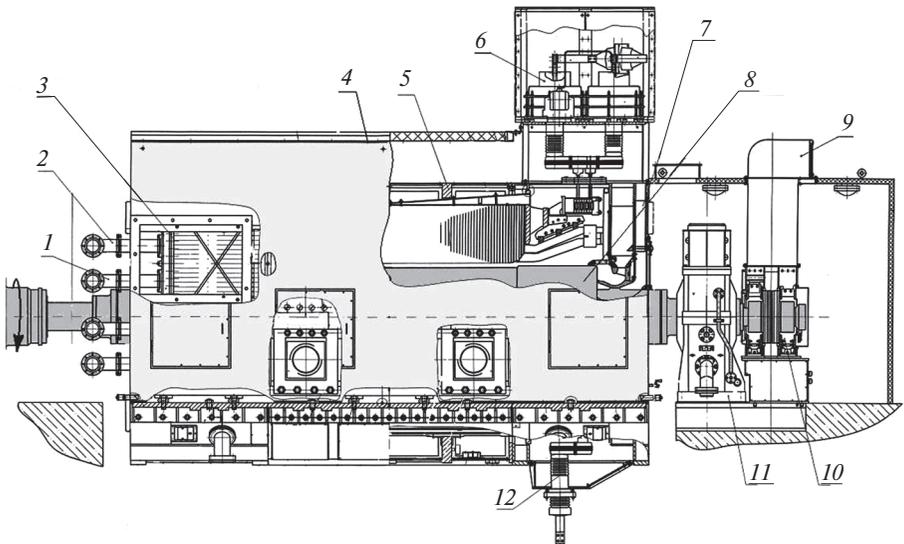


Рис. 2.9. Общий вид турбогенератора ТЭФ:

1 — отвод воды; 2 — подвод охлаждающей воды; 3 — воздухоохладитель; 4 — кожух шумозащитный; 5 — статор; 6 — трансформатор; 7 — щит уплотнения; 8 — ротор; 9 — воздухоотвод; 10 — щеточно-контактный аппарат; 11 — подшипник; 12 — концевой вывод

Обмотка ротора имеет непосредственное охлаждение. Воздух для охлаждения в каналы катушек поступает из подпазовых каналов, его движение возникает исключительно за счет давления, создаваемого этими каналами. Кроме всего прочего, изоляция обмоток статора и ротора выполнена из материалов повышенной теплопроводности, что в значительной мере способствует передаче тепла, выделяемого в обмотках. Охлаждение воздуха осуществляется в воздухоохладителях, встроенных в корпус генератора и состоящих из пучка трубок с развитым наружным оребрением, по которым циркулирует вода. Нагретый в генераторе воздух обтекает наружную поверхность трубок и передает через них тепло воде.

Турбогенераторы серии ТЗФ выпускаются мощностью от 63 до 350 МВт.

2.3. Системы возбуждения синхронных генераторов

Системы возбуждения синхронных генераторов относят к одному из наиболее ответственных элементов генератора. Они должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать надежную подачу тока в обмотку возбуждения в нормальных и аварийных режимах;

- допускать регулирование напряжения возбуждения в заданных пределах;
- обеспечивать быстродействующее автоматическое регулирование напряжения возбуждения с высокой кратностью форсировки в аварийных режимах;
- осуществлять быстрое развозбуждение и, при необходимости, гашение магнитного поля генератора в аварийных режимах.

Быстродействие системы возбуждения характеризуется кратностью форсировки $k_{\text{ф}}$, т.е. отношением $U_{f\text{max}}/U_{f\text{ном}}$, и скоростью нарастания напряжения возбуждения при форсировке, т.е. $v_{\text{ф}} = 0,632(U_{f\text{max}} - U_{f\text{ном}})/(U_{f\text{ном}}T_{\text{н}})$, где $T_{\text{н}}$ — время нарастания напряжения возбуждения от $U_{f\text{ном}}$ до $U_{f\text{ном}} + 0,632(U_{f\text{max}} - U_{f\text{ном}})$. Значение коэффициента форсировки должно быть не менее двух, а скорости — не менее двукратного $U_{f\text{ном}}$ в секунду.

Системы возбуждения синхронных генераторов подразделяют на системы независимого возбуждения и самовозбуждения.

В системе независимого возбуждения используется механическая энергия вала возбуждаемого генератора, при этом возбудитель не связан с напряжением генератора или внешней сети. В качестве возбудителя в такой системе возбуждения применяют непосредственно связанный с валом основного генератора генератор постоянного тока или генератор переменного тока в сочетании с вентильными выпрямителями. Примеры таких систем возбуждения приведены на рис. 2.10—2.13.

В настоящее время электромашинные возбудители применяют только на турбогенераторах мощностью до 100 МВт, на гидрогенераторах небольшой мощности и в качестве резервных возбудителей, в том числе и для генераторов с вентильными системами возбуждения.

В высокочастотной системе возбуждения высокочастотный возбудитель имеет две независимые трехфазные обмотки переменного тока (50, 100 или 500 Гц), а выпрямитель выполнен по схеме двух трехфазных мостов, включенных последовательно на стороне постоянного тока. Регулирование возбуждения синхронного генератора осуществляется путем изменения возбуждения высокочастотного возбудителя. Основная часть потока его возбуждения определяется током ротора, протекающим по последовательной обмотке возбуждения 6, а управление возбуждением осуществляется путем регулирования тока в двух независимых, включенных встречно обмотках 7.

В качестве источника питания для бесщеточной системы возбуждения используется обращенный генератор с обмоткой возбуждения на статоре и трехфазной или многофазной обмоткой переменного

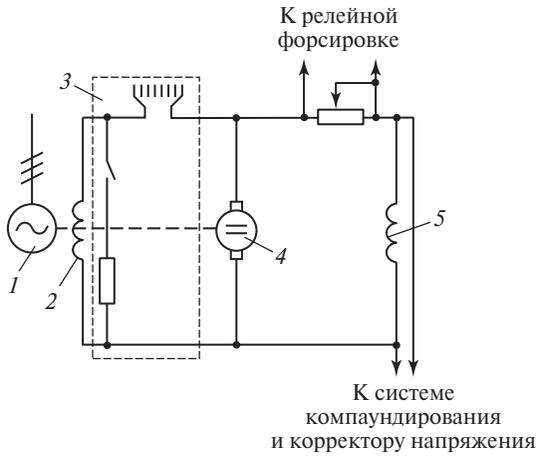


Рис. 2.10. Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока с самовозбуждением:

1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — автомат гашения поля; 4 — возбудитель; 5 — обмотка возбуждения возбудителя

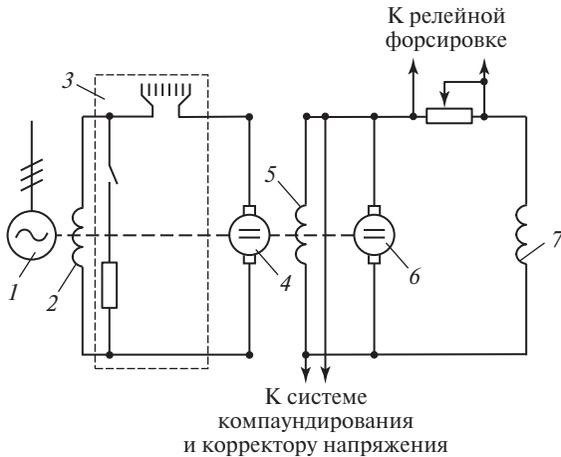


Рис. 2.11. Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока с подвозбудителем:

1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — автомат гашения поля; 4 — возбудитель; 5 — обмотка возбуждения возбудителя; 6 — подвозбудитель; 7 — обмотка возбуждения подвозбудителя

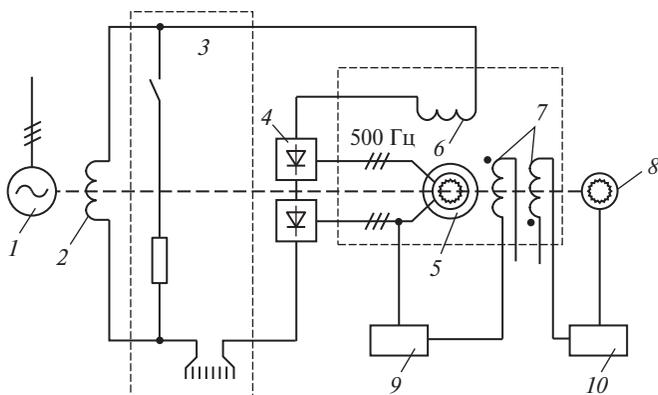


Рис. 2.12. Высокочастотная система возбуждения с неуправляемыми выпрямителями:

1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — автомат гашения поля; 4 — выпрямительное устройство; 5 — высокочастотный возбудитель; 6, 7 — последовательная и независимые обмотки возбуждения возбудителя; 8 — подвозбудитель; 9 — устройство быстродействующей форсировки возбуждения; 10 — электромагнитный корректор

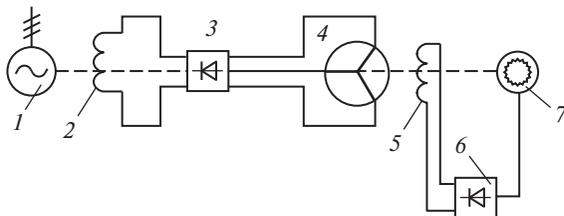


Рис. 2.13. Бесщеточная система возбуждения:

1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — выпрямительное устройство; 4 — возбудитель; 5 — обмотка возбуждения возбудителя; 6 — выпрямитель; 7 — подвозбудитель

тока на роторе. Принцип бесщеточной системы возбуждения предполагает, что выпрямительное устройство должно вращаться вместе с роторами возбудителя и синхронного генератора.

При самовозбуждении используется энергия, вырабатываемая возбуждаемой машиной. Пример такой системы возбуждения приведен на рис. 2.14.

В качестве источника резервного возбуждения используется генератор постоянного тока, приводимый во вращение асинхронным двигателем, получающим напряжение от сети собственных нужд станции.

В настоящее время широко применяют асинхронизированные турбогенераторы, имеющие две независимые обмотки возбуждения. Пример системы возбуждения такого генератора приведен на рис. 2.15.

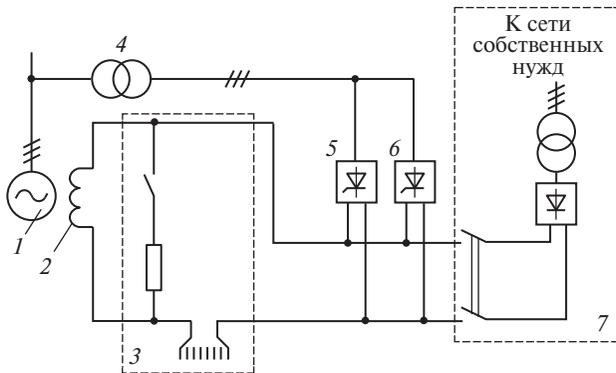


Рис. 2.14. Тиристорная система самовозбуждения:

1 — синхронный генератор; 2 — обмотка возбуждения генератора; 3 — автомат гашения поля; 4 — выпрямительный трансформатор; 5, 6 — рабочая и форсировочная группа управляемых вентилей; 7 — цепь начального возбуждения

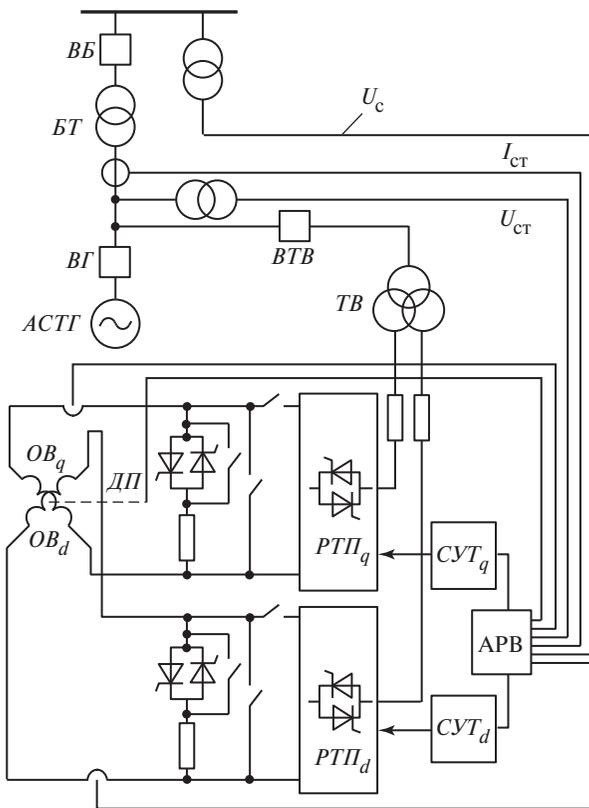


Рис. 2.15. Система возбуждения асинхронизированного турбогенератора:

АСТГ — асинхронизированный турбогенератор; БТ — блочный трансформатор; ВБ — выключатель блока; ВГ — выключатель генератора; OB_q , OB_d — обмотки возбуждения; ТВ — трансформатор выпрямительный; ВТВ — выключатель выпрямительного трансформатора; $РТП_q$, $РТП_d$ — реверсивные тиристорные преобразователи; $СУТ_q$, $СУТ_d$ — системы управления тиристорами; АРВ — автоматический регулятор возбуждения; ДП — датчик углового положения ротора

2.4. Гашение поля синхронных генераторов

При возникновении внутренних коротких замыканий или других опасных для генератора неисправностей, как в самом генераторе, так и в присоединенных к нему токопроводах, силовых трансформаторах и аппаратах, для максимального ограничения объема повреждений необходимо быстро погасить поле генератора (уменьшить магнитный поток возбуждения генератора до значения, близкого к нулю). Для этого недостаточно отключить обмотку возбуждения генератора от источника возбуждения, необходимо рассеять энергию поля, запасенную во всех магнитно связанных контурах ротора. Кроме того, при отключении обмотки возбуждения на ней возникают большие перенапряжения, опасные для изоляции. Для того чтобы быстро отключить обмотку возбуждения и ограничить перенапряжения, применяют специальные разрядные устройства.

Требования максимально ускорить процесс гашения поля и в то же время избежать опасных перенапряжений являются противоречивыми, поскольку ограничения перенапряжения можно достичь только при задержке разрыва цепи обмотки возбуждения до тех пор, пока энергия, запасенная в контурах ротора, не будет рассеяна в разрядном устройстве. Чем меньше напряжение на разрядном устройстве (а следовательно, и на обмотке возбуждения), тем продолжительнее процесс гашения поля. Оптимальные условия гашения поля, при которых продолжительность процесса имеет наименьшее возможное значение при условии, что перенапряжение на обмотке возбуждения не превышает допустимого, могут быть обеспечены, если в течение всего процесса гашения поля падение напряжения в разрядном устройстве будет сохранять наибольшее допустимое значение.

В настоящее время существуют следующие способы гашения поля:

- рассеянием энергии на резисторе с линейным сопротивлением;
- рассеянием энергии на резисторе с нелинейным сопротивлением;
- рассеянием энергии магнитного поля на дугогасительной решетке;
- выводом энергии в сеть переменного напряжения.

Устройства, реализующие эти способы, различны по эффективности (скорости гашения поля) и стоимости.

Первые два способа малоэффективны и находят ограниченное применение. Третий способ используется в специальных устройствах — автоматах гашения поля. Четвертый способ применяют в тиристорных системах независимого возбуждения путем перевода тиристорных инверторов в инверторный режим работы. Кроме того, для получения

большого эффекта возможно сочетание третьего и четвертого способов гашения поля.

В автомате гашения поля серии АГП (рис. 2.16), действующего по принципу разряда обмотки возбуждения на дугогасительную решетку, используется свойство короткой электрической дуги изменять свое сопротивление при неизменной длине дуги обратно пропорционально значению вызывающего эту дугу тока. Напряжение на дуге размером 2—3 мм при изменении тока в широком диапазоне практически не изменяется и составляет 25—30 В. Дугогасительная решетка позволяет разбить электрическую дугу на большое число последовательно соединенных коротких дуг постоянной длины.

При включенном АГП ток возбуждения протекает по его главным контактам *КГ* и включенным параллельно им разрывным контактам *КР*. При отключении автомата главные контакты размыкаются первыми без образования электрической дуги, и весь ток короткое время протекает по разрывным контактам, последовательно с которыми включены катушки первой ступени магнитного дутья *КДК1*. При размыкании разрывных контактов на них возникает электрическая дуга, которая под воздействием магнитного поля, создаваемого этими катушками, растягивается и перебрасывается на рога, направляющие

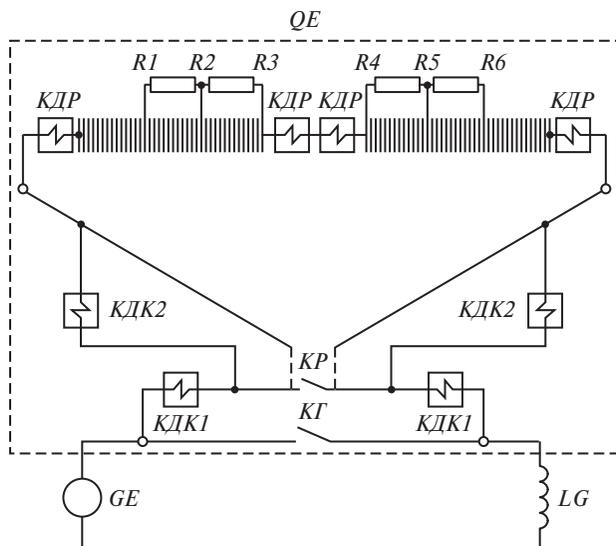


Рис. 2.16. Принципиальная электрическая схема автомата гашения поля серии АГП: *GE* — возбудитель; *LG* — обмотка возбуждения генератора; *QE* — автомат серии АГП; *КГ* — главные контакты; *КР* — разрывные контакты; *КДК1* — катушки магнитного дутья первой ступени; *КДК2* — катушки магнитного дутья второй ступени; *КДР* — катушки магнитного дутья дугогасительной решетки; *R1—R6* — шунтирующие резисторы

ее в дугогасительную решетку. При этом ток начинает проходить и по катушкам второй ступени магнитного дутья $KDK2$, что усиливает магнитное поле, под влиянием которого дуга втягивается в решетку.

В дугогасительной решетке, состоящей из набора медных пластин, разделенных термостойкими прокладками, дуга разбивается на ряд коротких дуг, которые горят в решетке до момента окончания протекания тока по обмотке возбуждения. Для предотвращения оплавления пластин используются катушки магнитного дутья дугогасительной решетки, создающие радиальное магнитное поле, заставляющее дуги двигаться вдоль пластин. Дуга в решетке гаснет несколько раньше, чем ток достигает нулевого значения. При этом на контактах автомата может появиться перенапряжение, поэтому для предотвращения данного явления параллельно части дуговых промежутков включены шунтирующие резисторы $R1—R6$, сопротивления которых подбираются таким образом, чтобы дуга погасла сначала в секции, шунтированной резистором с меньшим, затем большим сопротивлением, и в последнюю очередь — в нешунтированных промежутках.

2.5. Включение генераторов на параллельную работу

Включение генератора на параллельную работу с сетью — одна из наиболее ответственных операций, так как в общем случае напряжения, частоты и чередование фаз сети и генератора могут различаться. При включении возможны значительные броски токов, электромагнитных сил и моментов, которые могут вызвать аварию генератора и другого оборудования или нарушить режим работы энергосистемы. Совокупность операций, требуемых для безаварийного включения генератора в сеть, называют *синхронизацией*. Различают два способа включения генераторов на параллельную работу: способом точной синхронизации и самосинхронизации (грубой синхронизации).

Способ точной синхронизации. Для включения генератора по этому способу без бросков тока статора и без резкого изменения вращающего момента ротора должны быть соблюдены следующие условия:

- равенство значений напряжения включаемого и работающего генератора или сети;
- совпадение векторов этих напряжений по фазе;
- равенство частот включаемого генератора и работающего генератора или сети.

Кроме того, необходимо соблюдение условия одинакового чередования фаз генератора и сети, правильность которого проверяется только при первом включении генератора после монтажа или сборки схемы.

Изменение напряжения включаемого генератора осуществляется путем регулирования тока возбуждения генератора и контролируется с помощью вольтметра. Изменение частоты, контролируемое частотомером, и фазы напряжения генератора достигается изменением скорости вращения генератора. Совпадение напряжений по фазе контролируется с помощью специальных синхроскопов, а в автоматических синхронизаторах — с помощью специальных измерительных элементов. Для контроля условий синхронизации на щитах управления устанавливают синхронизирующие колонки, схема подключения которых приведена на рис. 2.17.

Несоблюдение любого из условий приводит к возникновению в обмотке статора уравнительного тока. На практике условия точной синхронизации выполняются не абсолютно точно, а допускаются некоторые отклонения, при которых обеспечивается успешная синхронизация:

- разность напряжений синхронизируемого генератора и сети допускается порядка 5—7 %;
 - разность частот скольжения допускается порядка 0,05—0,1 Гц.
- Причем допустимым можно считать включение, при котором периодическая составляющая уравнительного тока в момент включения не превосходит номинальный ток генератора.

Неправильная синхронизация может вызвать серьезную аварию. Действительно, если напряжения генератора и сети будут в момент включения генератора на параллельную работу сдвинуты по фазе на угол π рад, то это эквивалентно короткому замыканию при удвоенном напряжении. Если генератор включается в сеть энергетической системы большой мощности, то сопротивление этой сети по сравнению с сопротивлением генератора можно принять равным нулю, и поэтому

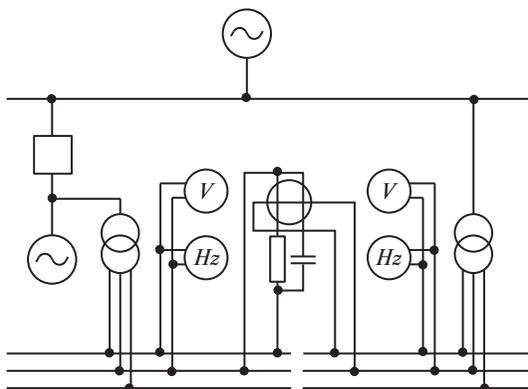


Рис. 2.17. Схема включения измерительных приборов колонки синхронизации

ударный ток при включении может превысить ток при обычном коротком замыкании в 2 раза. Ударные электромагнитные моменты и силы при этом возрастают в 4 раза.

Включение генераторов на параллельную работу может выполняться вручную или с помощью автоматических синхронизаторов. Схема ручной синхронизации дополняется блокировкой от несинхронного включения, разрешающей включение только при допустимых значениях разности частот, напряжений и угла расхождения между векторами напряжений генератора и сети.

Способ самосинхронизации. При самосинхронизации генератор при частоте вращения, близкой к частоте сети, включается в сеть без возбуждения, после чего возбуждается и втягивается в синхронизм. Метод самосинхронизации рекомендуется применять в аварийных условиях на генераторах, работающих в блоке с трансформаторами, на гидрогенераторах и синхронных компенсаторах любой мощности в тех случаях, когда значение периодической составляющей тока при включении данным методом не превышает $3I_{\text{ном}}$ генератора. Включение генераторов АЭС в сеть методом самосинхронизации не допускается. Однако необходимо иметь в виду, что использование данного метода синхронизации сопровождается значительным снижением напряжения на выводах генератора, что в некоторых случаях может вызвать нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к шинам генераторного напряжения. Если же самосинхронизация будет происходить при большом остаточном напряжении, она сопровождается большими толчками тока, как несинхронное включение возбужденного генератора. В случае включения генератора в сеть при большом скольжении или ускорении процесс самосинхронизации может затянуться и будет сопровождаться длительными качаниями. На гидрогенераторах в ряде случаев принимают специальные меры, для того чтобы уменьшить ускорение агрегата к моменту включения генератора в сеть. Поскольку машина, включаемая в сеть методом самосинхронизации, не возбуждена, момент ее включения в сеть относительно фазы напряжения системы не имеет значения.

Основными достоинствами способа самосинхронизации являются ускорение процесса синхронизации и его сравнительная простота, вследствие чего он легко может быть автоматизирован. Преимущества самосинхронизации особенно важны в аварийных условиях при значительных колебаниях частоты и напряжения в энергосистеме.

Недостатком способа самосинхронизации следует считать сравнительно большие толчки тока в момент включения, вследствие чего подгорают контакты выключателей и подвергаются дополнительным динамическим усилиям обмотки генераторов.

Жесткие требования, предъявляемые условиями точной синхронизации, делают ее более сложной, а в ряде случаев более длительной операцией. Особенно это относится к аварийным условиям, когда вследствие резких колебаний частоты и напряжения становится практически невозможным точное уравнивание частот и напряжений синхронизируемого генератора и сети.

Самосинхронизация широко применяется в аварийных условиях, когда чрезвычайно важно ускорить включение генератора в сеть.

2.6. Режимы работы синхронных генераторов

Нормальные режимы работы генератора — это такие режимы, при которых он работает с номинальными параметрами или с отклонениями от них в допустимых пределах. К номинальным параметрам относят активную мощность, напряжение и ток статора, ток ротора, коэффициент мощности, частоту, температуру и давление охлаждающей среды (тепловое состояние).

Тепловое состояние генератора определяется нагревом активных частей, зависящим от его конструкции, нагрузки и эффективности системы охлаждения. В нормальных условиях для обеспечения длительной работы генератора номинальные параметры должны быть строго выдержаны. Если значения температуры охлаждающей среды или давления отличаются от номинального значения в сторону ухудшения охлаждения, то должны быть снижены и длительно допустимые значения токов ротора и статора.

Все генераторы допускают работу с номинальной мощностью при изменении напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального и допустимых значениях изменения частоты.

Номинальный коэффициент мощности генератора при расчете конструкции определяется условиями экономичности и надежности работы генератора и нормируется. Для турбогенераторов значения номинального коэффициента мощности лежат в пределах от 0,8 до 0,9. Коэффициент мощности представляет собой отношение номинальной активной мощности к полной мощности и численно равен косинусу угла между током и напряжением статора в номинальном режиме работы генератора. Он характеризует способность генератора при допустимой электромагнитной и тепловой напряженности (без перегрева обмоток и активных частей) вырабатывать наряду с заданной активной мощностью и реактивную.

По режиму напряжения в сети генераторы часто работают с коэффициентом мощности, отличным от номинального. Однако при этом должно соблюдаться основное условие — нагрев обмотки и стали статора и нагрев обмотки ротора не должны превышать их нагрева

в нормальном режиме при допустимых изменениях напряжения на выводах генератора.

Наиболее наглядное представление о возможных режимах работы с коэффициентом мощности, отличным от номинального, дает диаграмма допустимых нагрузок или диаграмма мощности. Основной диаграммой мощности является диаграмма, соответствующая работе генератора при номинальном напряжении. В простейшем виде она может быть изображена исходя из векторной диаграммы ЭДС, построенной для номинального режима (рис. 2.18, *а*).

После умножения всех сторон треугольника ЭДС на номинальное напряжение U и деления на сопротивление X_d , можно перейти к треугольнику мощностей (рис. 2.18, *б*). Если за единицу полной мощности принять вектор UI , то проекции его на оси координат в относительных единицах дадут активную и реактивную мощности.

Поскольку между током возбуждения и ЭДС при отсутствии насыщения существует линейная зависимость, для построения диаграммы мощности (рис. 2.19) удобнее пользоваться диаграммой токов (см. рис. 2.18, *а*), принимая вектор $I_{fк}$ в масштабе полной мощности за единицу. Проведя окружность номинального тока статора радиусом OA из центра O , окружность номинального тока ротора радиусом HA из центра H и перпендикуляр к оси Q из точки H до пересечения с окружностью с радиусом OA , получим диаграмму мощности, ограниченную внутренней областью замкнутой кривой $HFODACE$ (см. рис. 2.19). На диаграмме можно отметить ряд характерных точек и участков, которые определяют допустимые нагрузки генератора при его работе на шины бесконечной мощности с различными значениями коэффициента мощности.

Точка A соответствует номинальному режиму работы генератора. На участке I нагрузка ограничивается допустимым нагревом обмотки ротора, который определяется только током ротора и практически

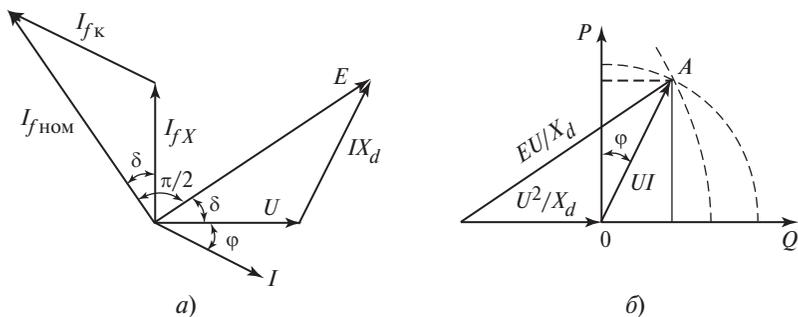


Рис. 2.18. Векторная диаграмма ЭДС и токов возбуждения (*а*) и мощностей (*б*)

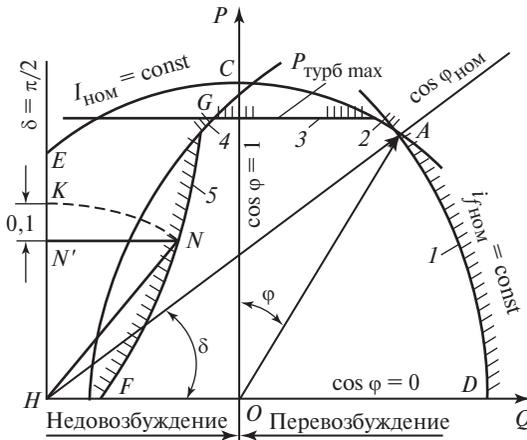


Рис. 2.19. Диаграмма мощности синхронного турбогенератора

не зависит от тока статора. На этом участке диаграммы машина работает с пониженным значением коэффициента мощности по сравнению с номинальным, а также с пониженными значениями полной мощности и тока статора. Тем не менее нагрев активных частей машины оказывается таким же, как и в нормальном режиме.

Участок 2 характеризуется работой генератора с номинальными полной мощностью и током статора при коэффициенте мощности выше номинального. Температура обмотки и стали статора здесь несколько меньше, чем при работе в номинальном режиме, однако по условиям нагрева лобовых частей обмотки этот режим ограничивается током статора. Прямая OC соответствует режим работы генератора с коэффициентом мощности, равным единице. Эта прямая делит диаграмму мощности на две части. В зоне справа от прямой генератор работает при отстающем размагничивающем токе статора. Для компенсации размагничивающей реакции якоря (ротора) необходимо увеличивать ток возбуждения (работа с перевозбуждением). В зоне слева от прямой генератор работает с опережающим подмагничивающим током статора. Для компенсации подмагничивающей реакции якоря ток возбуждения необходимо уменьшать (работа с недо-возбуждением).

Участок 3 диаграммы характеризует максимальную мощность, развиваемую турбиной. При работе генератора с недо-возбуждением одним из факторов, ограничивающим его нагрузку, является обеспечение устойчивой параллельной работы с сетью, так как в этом случае предел статической устойчивости (о котором будет сказано ниже) по мощности оказывается близким к активной нагрузке генератора. Прямая HE характеризует работу генератора на пределе статической

устойчивости. Работа генератора в этом режиме без применения специальных мер невозможна, поэтому при работе с недовозбуждением необходимо иметь некоторый запас по статической устойчивости. Принято, что предел мощности на 10 % (в долях полной мощности) должен превышать активную нагрузку генератора при том же возбуждении ($HN = HK, N'K = 0,1$). В соответствии с этим допустимая нагрузка генератора в режиме недовозбуждения ограничивается участком 5.

Помимо обеспечения параллельной работы могут возникать дополнительные ограничения (участок 4 диаграммы), связанные с нагревом крайних пакетов активной стали и конструктивных элементов торцевых зон статора в режиме недовозбуждения.

На практике для ведения режима работы генератора пользуются так называемыми картами допустимых нагрузок, которые учитывают реальные условия эксплуатации и результаты тепловых испытаний машины.

Диаграмма мощности асинхронизированного турбогенератора показана на рис. 2.20.

Вследствие независимости регулирования тока возбуждения процесс регулирования напряжения асинхронизированного турбогенератора имеет электромагнитный характер, не связанный с электромагнитным моментом, скольжением, угловым положением ротора, и всегда является устойчивым, поэтому статическая устойчивость определяется устойчивостью электромеханических процессов. Необходимый запас статической устойчивости обеспечивается в области, которая ограничена только допустимыми токами обмоток статора и ротора.

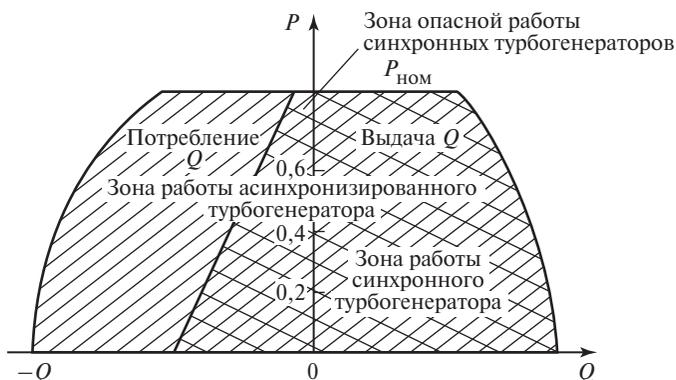


Рис. 2.20. Диаграмма мощности асинхронизированного турбогенератора

2.7. Статическая устойчивость

Статической устойчивостью называется способность системы восстанавливать исходный режим после малого его возмущения или режим, весьма близкий к исходному (если возмущающее воздействие не снято). Установившийся режим синхронной машины всегда сопровождается малым изменением напряжения сети, напряжения возбуждения или внешнего момента. Эти изменения обуславливают возмущение установившегося режима, в результате которого возникает переходный процесс, оканчивающийся либо новым установившимся режимом ($\theta = \text{const}$), либо угол θ непрерывно изменяется, и нормальная работа синхронной машины становится невозможной.

Взаимосвязь между мощностью P , модулями $E_{q\phi}$ и U_ϕ соответствующих векторов и углом θ между ними легко определить с помощью векторной диаграммы напряжений, ЭДС и токов (рис. 2.21).

На диаграмме выделены активная I_a и реактивная I_p составляющие тока I и соответственно показаны продольная $I_p jx$ и поперечная $I_a jx$ составляющие падения напряжения $I jx$ на эквивалентном сопротивлении x ; ЭДС $E_{q\phi}$ и напряжение U_ϕ представлены фазными значениями. Из диаграммы следует равенство

$$I_a x = E_q \sin \theta.$$

Умножив обе части этого равенства на $3U_\phi/x$, получим

$$P = 3U_\phi I_a = \frac{3E_{q\phi} U_\phi}{x} \sin \theta = \frac{E_q U}{x} \sin \theta,$$

где E_q и U — линейные значения.

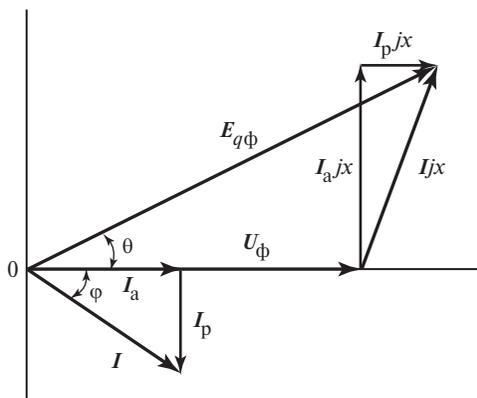


Рис. 2.21. Векторная диаграмма параметров режима

Учитывая, что трехфазная мощность $P_{\Gamma} = 3U_{\Phi}I_a$, представим последнее равенство в виде зависимости

$$P_{\Gamma} = \frac{E_q U}{X_d} \sin \theta.$$

При постоянстве E_q и U эта зависимость представляет собой синусоидальную функцию активной мощности генератора от угла θ . Графическое изображение этой функции называется *угловой характеристикой активной мощности генератора*. Для рассмотрения понятия о статической устойчивости достаточно ограничиться графическим представлением отрезка функции $P(\theta)$ в пределах положительного полупериода синусоиды (рис. 2.22). Угловая характеристика является геометрическим местом точек, соответствующих всем возможным значениям мощности, передаваемой от генератора.

В установившемся режиме от генератора передается только одно конкретное значение мощности, которой соответствует конкретное значение угла. Эта мощность P_0 равна мощности турбины P_T , вследствие чего турбина и ротор генератора сохраняют равномерное вращательное движение.

Таким образом, в установившемся режиме на вал генератора действуют два одинаковых по абсолютной величине, но противоположных по направлению вращающих момента: ускоряющий механический момент турбины и тормозящий электромагнитный момент генератора.

Аналогами этих моментов, используемыми в электроэнергетике, являются механическая мощность турбины P_T и электрическая мощность генератора P_0 (см. рис. 2.22). Отклонение любой из этих мощностей (моментов) от установившегося значения отражается в виде

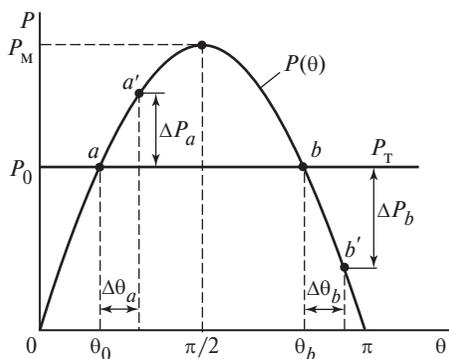


Рис. 2.22. Угловая характеристика генератора

появления небаланса мощностей (моментов) $\Delta P = P_T - P$ на валу, под действием которого ротор генератора будет ускорять, либо замедлять свое вращательное движение. Соответственно значение угла θ будет увеличиваться или уменьшаться.

На рис. 2.22 есть две точки пересечения (a и b) характеристики турбины P_T и угловой характеристики $P(\theta)$ генератора. Возникает вопрос о возможности устойчивой работы в каждой из этих точек.

Допустим, что установившийся режим генератора характеризуется точкой a . При случайном увеличении мощности генератора на ΔP_a и соответствующем увеличении угла на $\Delta \theta_a$ нарушится равенство моментов, действующих на вал, причем тормозящий электромагнитный момент генератора окажется больше ускоряющего момента турбины. Под действием избыточного тормозящего момента начнется замедление движения ротора, сопровождаемое уменьшением угла и отдаваемой в сеть активной мощности генератора. Процесс будет продолжаться до тех пор, пока не восстановится равенство ускоряющего и тормозящего моментов, т.е. пока система не возвратится к исходному режиму, характеризуемому точкой a . При работе в точке a режим энергосистемы статически устойчив, так как система способна возвращаться в исходное состояние при действии малых возмущений.

При работе в точке b незначительное увеличение угла сопровождается уменьшением отдаваемой в сеть активной мощности. При случайном переходе в точку b' мощность турбины окажется больше мощности генератора на величину ΔP_b . Соответственно ускоряющий механический момент турбины станет больше тормозящего электромагнитного момента генератора, вследствие чего ротор генератора будет ускоряться. Это приведет к увеличению угла θ и, как следствие, к увеличению небаланса мощностей (моментов) ΔP . Дальнейшее развитие процесса имеет лавинообразный характер и завершается выпадением генератора из синхронизма с энергосистемой.

Таким образом, состояние энергосистемы, соответствующее точке b , является неустойчивым, хотя в этой точке, как и в точке a , имеет место равенство тормозящего и ускоряющего моментов, действующих на вал ротора генератора.

Устойчивым режимам соответствуют все точки угловой характеристики, расположенные на ее восходящей ветви. Экстремальная точка разграничивает восходящую и нисходящую ветви характеристики и является граничной. Обычно принято относить эту точку к области устойчивых режимов. В любой точке восходящей ветви угловой характеристики случайно возникающий небаланс мощности ΔP и соответствующее ему приращение угла $\Delta \theta$ имеют одинаковые

знаки, т.е. их отношение положительно и может рассматриваться как формальный признак устойчивости.

При переходе к бесконечно малым приращениям и учете экстремальной точки угловой характеристики, где $dP/dt = 0$, этот признак записывается в виде $dP/dt \geq 0$ и используется как практический критерий статической устойчивости.

Предельному по условиям статической устойчивости режиму соответствует предельный угол $\delta_{пр} = \pi/2$, а предельная, т.е. максимально возможная, передаваемая мощность P_M определяется как

$$P_M = E_q U / X_d.$$

Очевидно, что в условиях эксплуатации генератор не следует загружать до предельной мощности, так как любое незначительное отклонение параметров режима может привести к потере синхронизма и переходу генератора в асинхронный режим. На случай появления непредвиденных возмущений предусматривается запас по загрузке генератора, характеризуемый коэффициентом запаса статической устойчивости

$$K_{ст} = (P_M - P_0) / P_0.$$

В нормальных режимах должен обеспечиваться запас, соответствующий коэффициенту $K_{ст} \geq 20\%$. Поэтому синхронные машины обычно работают с углом $\theta = 35 \div 42$ электрических градусов, что согласно нормативным документам на электрические машины соответствует статической перегружаемости, равной 1,7—1,5.

2.8. Динамическая устойчивость

В отличие от статической устойчивости под динамической устойчивостью понимают *способность электрической системы восстановиться близкий, допустимый по условиям эксплуатации к исходному, режим после внезапных значительных его изменений*, к которым относятся, например, короткие замыкания разного вида, отключение генераторов большой мощности и линий электропередачи.

Для анализа статической устойчивости используют угловые характеристики, построенные по параметрам установившегося режима E и X_d .

Однако эти параметры изменяются в процессе переходного процесса при больших возмущениях, поэтому для анализа динамической устойчивости угловая характеристика генератора должна быть построена с использованием параметров E' и X_d' , свойственных переходному процессу, которые можно считать неизменными в тече-

ние всего переходного процесса. При этом угловая характеристика описывается уравнением

$$P_{\Gamma} = \frac{E'_q U}{X'_d} \sin \theta .$$

Рассмотрим случай внезапного отключения линии электропередачи $L2$ (рис. 2.23)

Угловая характеристика, построенная для данного случая, представлена на рис. 2.24.

В нормальном режиме эквивалентное сопротивление расчетной схемы будет равно

$$X_{\text{эк}} = X'_d + X_{T1} + 0,5X_L + X_{T2} .$$

Этому режиму соответствует угловая характеристика I, и рабочей точкой на ней является точка 1.

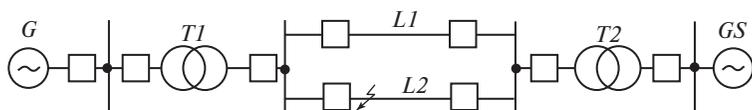


Рис. 2.23. Схема электропередачи мощности от генератора

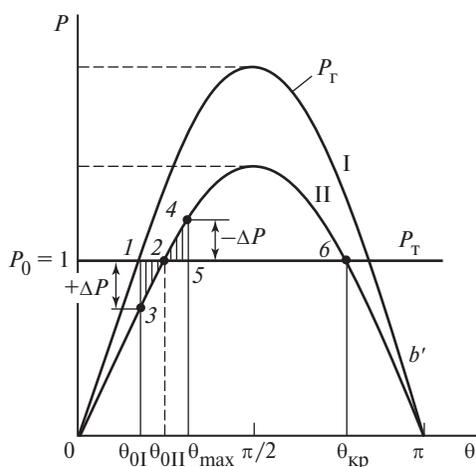


Рис. 2.24. Угловая характеристика генератора:

I — в нормальном режиме; II — при внезапном отключении линии

При внезапном отключении линии эквивалентное сопротивление составляет

$$X_{\text{эк}} = X'_d + X_{T1} + X_L + X_{T2}.$$

В этом случае амплитуда угловой характеристики уменьшается (кривая II), т.е. угловая характеристика из положения I мгновенно переходит в положение II. При этом возникает избыточный момент $+\Delta P$. Роторы генератора и турбины имеют большую маховую массу и не могут мгновенно изменить свое положение относительно вектора магнитного поля статора. Избыточная положительная мощность приводит к движению ротора с положительным ускорением, т.е. генератор начинает ускоряться. На участке изменения угла от θ_{0I} до θ_{0II} вращающиеся части накапливают кинетическую энергию, пропорциональную площади, ограниченной точками 1, 2, 3. За счет запасенной энергии ротор проходит точку θ_{0II} и на его валу появляется отрицательная мощность $-\Delta P$, значение которой будет расти по мере возрастания угла θ до значения θ_{max} . На этом пути запасенная энергия будет израсходована на преодоление мощности торможения $-\Delta P$, а энергия, затраченная на преодоление тормозной силы, будет пропорциональна площади, ограниченной точками 2, 4, 5.

Площадь, пропорциональную запасенной кинетической энергии, называют *площадью ускорения* S_y , а площадь, пропорциональную энергии на преодоление тормозной силы, — *площадью торможения* S_T . Необходимо заметить, что площадью торможения является площадка, ограниченная точками 2, 4, 6. Из изложенного вытекает, что критерий динамической устойчивости может быть записан в виде неравенства $S_y \leq S_T$. В том случае, когда площадь торможения окажется равной или станет больше площади ускорения, угол θ перестанет увеличиваться и после нескольких качаний генератор займет положение нового устойчивого равновесия в точке 2 на угловой характеристике II с новым углом θ_{0II} , т.е. генератор сохранит устойчивость. В противном случае угол θ будет продолжать возрастать и генератор выйдет из синхронизма. В рассмотренном случае динамическая устойчивость генератора сохраняется.

Рассмотрим пример трехфазного короткого замыкания в начале линии $L2$. Нормальный режим работы генератора соответствует точке 1 на угловой характеристике I (см. рис. 2.25).

При коротком замыкании угловая характеристика мгновенно изменяется, так как изменяется эквивалентное сопротивление схемы. В данном случае оно составит $X_{\text{эк}} = X'_d + X_{T1}$. Напряжение и син-

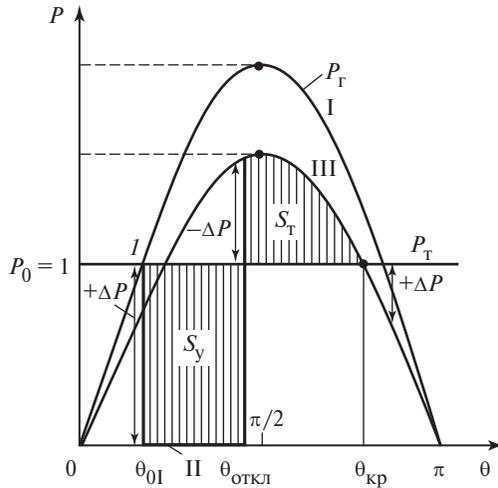


Рис. 2.25. Угловые характеристики генератора:

I — в нормальном режиме; II — при внезапном коротком замыкании; III — отключении короткого замыкания

хронный электромагнитный момент генератора в точке короткого замыкания снизятся до нуля. Этому режиму генератора соответствует угловая характеристика II. За все время короткого замыкания генератор не выдает мощность в сеть, и тормозной момент на валу генератора отсутствует. Ускорение генератора при этом определяется моментом турбины. Ускорение ротора генератора будет длиться до момента отключения короткого замыкания (отключения аварийной линии). После отключения линии (при угле $\theta_{откл}$) генератор выдает мощность по оставшейся в работе линии. В этом режиме работы сопротивление схемы равно $X_{эк} = X'_d + X_{T1} + X_L + X_{T2}$, и ему соответствует угловая характеристика III. Появится отрицательная мощность торможения $P_T - P_{гIII} = -\Delta P$. В данном примере площадь ускорения S_y оказывается больше площади торможения S_T , поэтому условия динамической устойчивости не соблюдаются. По инерции генератор из-за запаса кинетической энергии проходит критический угол $\theta_{кр}$, на валу появляется ускоряющая избыточная мощность $+\Delta P$ и генератор выпадает из синхронизма.

Из изложенного выше можно утверждать, что большей статической и динамической устойчивостью обладают генераторы, у которых амплитуда угловой характеристики больше. Основным средством повышения амплитуды является регулирование напряжения

возбуждения (предельного напряжения форсировки возбуждения, которое должно быть не менее $2U_{f_{\text{НОМ}}}$, и скорости форсировки возбуждения, которая должна быть не менее 2 отн. ед/с).

2.9. Результирующая устойчивость

Результирующая устойчивость генераторов обеспечивается, если в процессе асинхронного хода, связанного с их выходом по какой-либо причине из синхронизма, создаются условия для ресинхронизации генератора с сетью. Рассмотрим сущность этого вида устойчивости на простейшем примере. В исходном режиме генератор работает на систему бесконечной мощности при отсутствии местной нагрузки. Пусть по какой-либо причине генератор вышел из синхронизма. При этом под действием момента турбины M_T скорость вращения ротора (скольжение) будет возрастать. Этому будут препятствовать регулятор скорости турбины, уменьшающий открытие органа, регулирующего подачу энергоносителя в турбину, и асинхронный момент M_s , возникающий вследствие индуцируемых токов в контурах ротора. При некотором скольжении s момент турбины уравнивается асинхронным моментом, дальнейшее ускорение ротора прекратится. Если в этот момент прекратить действие регулятора скорости турбины, то при данном значении скольжения установится асинхронный режим работы генератора, условия существования которого будут описаны ниже. Ресинхронизация генератора возможна, если

$$s < s_{\text{кр}} \approx 0,06 \sqrt{\frac{M_{\text{max}}}{T_J}},$$

где M_{max} — максимальное значение составляющей электромагнитного момента, обусловленной возбуждением; T_J — постоянная времени агрегата.

2.10. Асинхронный режим работы синхронных генераторов

Синхронный генератор переходит в асинхронный режим при потере возбуждения или при его уменьшении ниже некоторого критического значения, достаточного для создания синхронного момента. Рассмотрим асинхронный режим работы одного генератора по отношению к другим синхронно работающим генераторам электростанции и энергосистемы в целом. Этот режим допустим в эксплуатации кратковременно в целях обнаружения и устранения неисправностей

в системе возбуждения или перевода генератора на резервное питание обмотки возбуждения (при невозможности дальнейшего использования основного источника питания).

Синхронный электромагнитный момент обусловлен взаимодействием вращающегося магнитного потока статора с магнитным потоком ротора, обусловленным протеканием тока по обмотке возбуждения. В установившемся синхронном режиме работы синхронный момент по отношению к моменту турбины является тормозным. При его исчезновении из-за потери возбуждения или уменьшения ниже вращающего момента турбины частота вращения ротора увеличивается и возникает скольжение ротора относительно вращающегося магнитного потока статора генератора, включенного в общую сеть. Вследствие этого во всех замкнутых контурах ротора наводятся токи (магнитным полем статора), имеющие частоту скольжения. Эти токи создают тормозящий асинхронный момент, и если максимум этого момента окажется больше момента турбины, то ускорение ротора прекратится и генератор будет отдавать активную мощность в сеть при работе в асинхронном режиме.

Нагрузка и скольжение зависят от характеристик асинхронного момента и параметров регулирования турбины (рис. 2.26).

Если асинхронная характеристика M_s будет достаточно крутой или, как принято говорить, жесткой, а ее максимум превысит момент турбины, то при незначительном увеличении скольжения эти моменты уравновесят друг друга, и генератор практически сохранит нагрузку, которую он нес в предшествующем синхронном режиме.

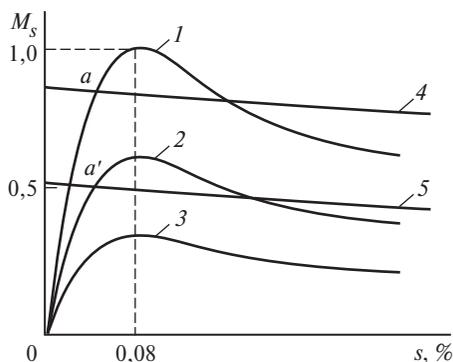


Рис. 2.26. Характеристики асинхронного момента генераторов:

1 — турбогенератор с косвенной системой охлаждения; 2 — турбогенератор с форсированной непосредственной системой охлаждения; 3 — гидрогенератор без демпферных обмоток; 4 — момент турбины при номинальной мощности; 5 — момент турбины при пониженной мощности

В противном случае (если генератор не обладает жесткой характеристикой асинхронного момента) скольжение до момента наступления равновесия моментов может существенно увеличиться. При этом начинает работать регулятор скорости турбины и нагрузка генератора в асинхронном режиме снизится. Когда максимум характеристики асинхронного момента генератора оказывается меньше момента турбины, равновесие без внешних воздействий невозможно, и частота вращения генератора будет продолжать увеличиваться вплоть до срабатывания автомата безопасности турбины. В этом случае асинхронный режим работы генератора невозможен. Последнее характерно для гидрогенераторов из-за их явнополюсности (даже для генераторов с успокоительными обмотками).

При уменьшении или исчезновении магнитного потока ротора генератор начинает потреблять реактивную мощность из сети, значение которой не регулируется, так как зависит от напряжения в точке подключения генератора, скольжения и собственного индуктивного сопротивления. При этом возрастает ток статора, что может привести к недопустимой перегрузке его обмотки, а напряжение сети из-за нарушения баланса мощности уменьшается. Снижение напряжения на зажимах генератора приводит к существенному уменьшению тормозящего момента (пропорционального квадрату напряжения), развиваемого генератором. Это в свою очередь приводит к ухудшению условий осуществимости асинхронного режима работы генератора.

Для турбогенераторов с косвенным охлаждением асинхронный режим работы при разгрузке до 60—70 % номинальной мощности допускается в течение 30 мин. Асинхронный режим турбогенераторов большой мощности с непосредственным охлаждением имеет ряд особенностей. Такой режим приводит к быстрому увеличению температуры торцевых пакетов активной стали и других ферромагнитных деталей генератора из-за возрастания напряженности магнитных полей рассеяния в зонах лобовых частей статора. Нагрев таких деталей требует быстрого снижения нагрузки в асинхронном режиме до 40 % номинальной, продолжительность работы в асинхронном режиме таких генераторов не должна превышать 15 мин.

Кроме снижения напряжения на выводах генератора при его работе по блочной схеме снижается напряжение на шинах собственных нужд блока, что может привести к нежелательным режимам работы механизмов, обеспечивающих работу блока.

Характеристики асинхронных моментов турбогенераторов и гидрогенераторов различаются. Причем максимальное значение асинхронного момента гидрогенератора ниже, чем у турбогенератора.

2.11. Несимметричный режим работы синхронных генераторов

Несимметричный режим характеризуется неравенством токов в фазных обмотках статора генератора. Причинами возникновения несимметричного режима могут быть: однофазные нагрузки большой мощности; обрыв провода линии электропередачи или ошиновки распределительного устройства; несимметричные короткие замыкания и т.п.

При возникновении несимметрии по обмоткам статора синхронных генераторов начинают протекать токи обратной последовательности, которые вызывают магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной угловой скоростью. Этот поток индуцирует в бочке ротора токи двойной частоты, которые вызывают дополнительные потери в элементах ротора и их нагрев. Кроме того, магнитное поле обратной последовательности вызывает повышенные вибрации лобовых частей обмоток машины (большее у гидрогенераторов). В напряжениях, токах статора и ротора появляются высшие гармоники (в обмотке статора нечетные, в обмотке ротора четные). Для неявнополусных синхронных генераторов (турбогенераторов) допустимая несимметрия нагрузки определяется нагревом элементов ротора, а для явнополусных генераторов (гидрогенераторов) — с учетом как теплового, так и механического воздействия.

Для всех турбогенераторов неравенство токов в фазах допускается до 10 и 20 % соответственно для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. При этом ток ни в одной из фаз не должен превышать номинального значения. При таком неравенстве токов фаз статора ток обратной последовательности будет составлять примерно 5—7 % тока прямой последовательности для турбогенераторов и 10—12 % — для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Большая несимметрия для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов допускается из-за того, что дополнительные потери при несимметричной нагрузке в роторе с явновыраженными полюсами меньше, чем в роторах неявнополусных машин.

Продолжительность воздействия больших токов обратной последовательности, имеющих место, например, при несимметричных коротких замыканиях, должна быть строго ограничена и определяться для каждого типа генератора исходя из критерия термической стойкости ротора $(I_2/I_{\text{ном}})^2 t = A$. Значение этой величины согласно ГОСТ Р 52776—2007 для машин разного исполнения варьируется от 6 до 30 с.

Глава третья

ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

3.1. Общие данные

В электроэнергетических системах Российской Федерации применяются электрические сети переменного тока следующих классов напряжения: 0,4; 0,6; 1; 6; 10; 20; 35; 110; 220; 330; 500; 750 и 1150 кВ. Широкий набор классов напряжения сети обусловлен многообразием потребителей электроэнергии, а также необходимостью передачи электроэнергии от источников к потребителям на разные, нередко довольно большие расстояния. Целесообразность использования того или иного класса напряжения из диапазона 35—1150 кВ для линии электропередачи можно определить с помощью эмпирической формулы Г.А. Илларионова

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}},$$

где l — длина линии электропередачи, км; P — передаваемая активная мощность, МВт.

Например, линии электропередачи напряжением 110 кВ технически и экономически целесообразно использовать для передачи мощности порядка 20—30 МВт на расстояние от 20 до 30 км, линии напряжением 220 кВ — для передачи мощности 135 МВт на расстояние в среднем от 200 до 300 км, а линии напряжением 500 кВ — для передачи мощности до 1000 МВт на расстояние до 800 км. Имеющиеся промежутки между указанными значениями передаваемых мощностей заполняются удвоением, утроением и даже учетверением линий одного класса напряжения (пять линий одного класса напряжения применяют очень редко). Уместно отметить, что многократные линии одного класса напряжения в одном направлении передачи мощности имеют положительную сторону — повышается надежность передачи мощности (при повреждении одной линии остальные могут принять на себя нагрузку отключенной).

Для связи сетей разных классов напряжения применяют силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Когда говорят о классе напряжения трансформатора (автотрансформатора), имеют в виду класс напряжения обмотки высшего напряжения.

На электрических станциях для питания потребителей собственных нужд и связи генераторов с системой устанавливают понижающие и повышающие трансформаторы, а на подстанциях, за исключением крупных узловых подстанций, в большинстве своем понижающие трансформаторы. Наиболее широко применяются трехфазные трансформаторы, поскольку они обладают повышенной компактностью и экономичностью (потери электроэнергии на намагничивание у них почти в 3 раза меньше, чем потери на намагничивание в группе трех однофазных трансформаторов соответствующей мощности). Однако особо мощные трансформаторы выполнить в трехфазном исполнении не удастся из-за габаритных ограничений.

В энергосистемах применяются двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы. Двухобмоточные трансформаторы имеют в каждой фазе две обмотки: обмотку высшего напряжения (ВН) и обмотку низшего напряжения (НН). Трехобмоточные трансформаторы в каждой фазе имеют три обмотки: обмотку высшего напряжения, обмотку среднего напряжения (СН) и обмотку низшего напряжения.

Двухобмоточные трансформаторы соединяют сети или электроустановки двух напряжений (например, 110 и 10 кВ); трехобмоточные — трех напряжений (например, 110, 35 и 10 кВ). Трехобмоточные трансформаторы позволяют формировать сложные разветвления в электрической сети, существенно экономить трансформаторные мощности (альтернатива трехобмоточному трансформатору — два двухобмоточных трансформатора с коэффициентами трансформации 110/35 и 110/10).

Нередко бывает удобно в двухобмоточном трансформаторе обмотку одного напряжения (низшего) выполнить из двух или нескольких параллельных ветвей, изолированных друг от друга. Такие трансформаторы называют *трансформаторами с расщепленными обмотками*. Трансформаторы с расщепленными обмотками применяют на ТЭС, АЭС и особенно на ГЭС для создания укрупненных блоков — к одному повышающему трансформатору подключают два и более генератора). Трансформаторы с расщепленными обмотками применяют и для питания собственных нужд электростанций и нагрузок от понижающих трансформаторов. Расщепление обмотки низшего напряжения также является эффективной мерой снижения токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора.

Таким образом, трансформатор, выполняя функцию преобразования напряжения, одновременно позволяет формировать и сложные схемы объединения сетей разных номинальных напряжений и координировать мощности генераторов, нагрузок и значений токов короткого замыкания.

Автотрансформатор отличается от трансформатора тем, что его обмотки ВН и СН соединены гальванически, соответственно ток обмотки высшего напряжения непосредственно перетекает в обмотку среднего напряжения и передача мощности из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения осуществляется как через магнитное поле, так и электрически. Это оказывается выгодно в тех случаях, когда высшее и среднее напряжения близки, например: 220 и 110 кВ; 500 и 220 кВ; 750 и 330 кВ и т.п. и невыгодно при больших коэффициентах трансформации (например, при коэффициенте трансформации 110/10).

В России автотрансформаторы выполняют трехобмоточными (реже двухобмоточными), причем обмотку низшего напряжения изготавливают на напряжение 35, 24, 10 и 6 кВ. Целесообразность третичной обмотки в автотрансформаторе определяется необходимостью компенсации в автотрансформаторе токов высших гармоник, кратных трем, возникающих из-за нелинейности магнитной цепи автотрансформатора. Расщепление обмоток в автотрансформаторах не применяют.

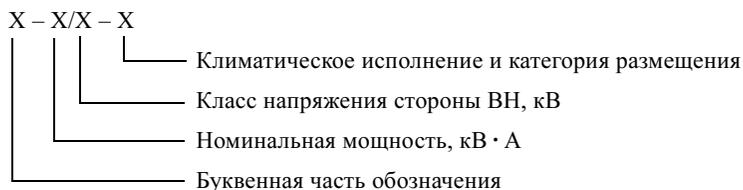
Автотрансформаторы выпускают как в трехфазном, так и в однофазном исполнении. Для однофазных автотрансформаторов обмотки низшего напряжения уже не выполняют функции по компенсации высших гармоник, поскольку магнитные системы однофазных автотрансформаторов, составляющих трехфазную группу, не связаны.

На узловых подстанциях автотрансформаторы используются для связи электрических сетей различного напряжения, на электрических станциях — для связи распределительных устройств разных классов напряжения, что существенно повышает маневренность станции, надежность выдачи мощности станции по разным направлениям. Кроме того, автотрансформаторы иногда используются для подключения генераторов к их обмотке низшего напряжения, при этом с помощью одного автотрансформатора можно выдавать мощность от генератора как в сеть высшего, так и в сеть среднего напряжения.

По способу охлаждения трансформаторы разделяются на сухие и масляные; по способу регулирования напряжения — на переключаемые без возбуждения и регулируемые под нагрузкой.

Основными элементами конструкций трансформаторов и автотрансформаторов являются: магнитопровод, обмотки с отводами и элементами изоляции. Кроме того, они снабжены вводами и различными вспомогательными устройствами: охлаждения, переключения ответвлений, контроля и сигнализации и т.п.

Согласно ГОСТ Р 52719—2007 структурная схема условного обозначения трансформаторов и автотрансформаторов имеет следующий вид:



Буквенная часть должна соответствовать следующему порядку обозначений:

- А — автотрансформатор;
- О или Т — однофазный или трехфазный трансформатор;
- Р — расщепленная обмотка НН;
- буквы условного обозначения видов охлаждения (см. ниже);
- З — трансформатор с естественным масляным охлаждением или с охлаждением негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;
- Л — трансформатор с литой изоляцией;
- Т — трехобмоточный трансформатор (для двухобмоточного трансформатора букву не указывают);
- Н — трансформатор с РПН;
- С — трансформатор собственных нужд электростанций.

В нормативных документах на конкретные трансформаторы могут быть предусмотрены дополнительные буквенные обозначения после букв, перечисленных выше.

Для трансформаторов с разными классами напряжения обмоток ВН допускается применять одинаковые условные обозначения, если эти трансформаторы различаются лишь номинальными напряжениями. В этом случае указывают наибольший из классов напряжения обмотки ВН.

Примеры условных обозначений:

- трансформатор трехфазный сухой с естественным воздушным охлаждением при защищенном исполнении, двухобмоточный, мощность 100 кВ · А, класс напряжения 10 кВ, исполнение У, категория З:

ТСЗ-100/10-УЗ;

- трансформатор трехфазный масляный с охлаждением при принудительной циркуляции воздуха и естественной циркуляции масла, двухобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, мощ-

ность 25 000 кВ · А, класс напряжения 110 кВ, исполнение У, категория 1:

ТМД-25000/110-У1;

- автотрансформатор трехфазный масляный с охлаждением при принудительной циркуляции воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, мощность 200 000 кВ · А, класс напряжения обмотки ВН — 330 кВ, класс напряжения обмотки СН — 110 кВ, исполнение У, категория 1:

АТДЦТН-200000/330/110-У1.

3.2. Магнитопровод

Магнитопровод — составная часть остова, являющегося основной несущей конструкцией трансформатора. Кроме магнитопровода остов включает в себя ряд конструктивных элементов, таких как ярмовые прессующие балки, бандажи, стяжные шпильки, изолирующие детали и пр. По магнитопроводу замыкается магнитный поток, пронизывающий обмотки трансформатора.

Комплект изолированных друг от друга пластин толщиной 0,35; 0,3 или 0,27 мм, изготовленных из холоднокатаной электротехнической стали и собранных в определенной геометрической форме, предназначенной для концентрации основного магнитного поля трансформатора, называется *магнитной системой трансформатора (магнитопроводом)*. Каждая из пластин имеет нагревостойкое и маслостойкое (для масляных трансформаторов) изоляционное покрытие на одной стороне толщиной 5 мкм. Магнитопровод состоит из стержней, на которых расположены обмотки, и ярм, замыкающих магнитную цепь и образующих опору для обмоток.

Различают стержневые, бронеовые и бронестержневые магнитные системы. В силовых трансформаторах наиболее часто применяют стержневые магнитные системы, у которых в отличие от двух других нет боковых ярм. Для трансформаторов большой мощности широко применяют бронестержневые системы.

Стержневой магнитопровод (рис. 3.1, а) имеет вертикально расположенные стержни. Ярм, соединяющие разные стержни, расположены только с торца обмоток. В бронеовом магнитопроводе ярма охватывают не только торцы обмоток, но и их боковые стороны. Бронестержневой магнитопровод (рис. 3.1, б) является промежуточным между стержневым и бронеовым. Он состоит из вертикально расположенных стержней, часть которых имеет боковые ярма.

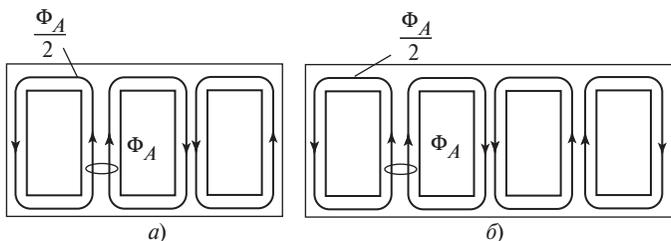


Рис. 3.1. Стержневой (а) и бронестержневой (б) магнитопроводы

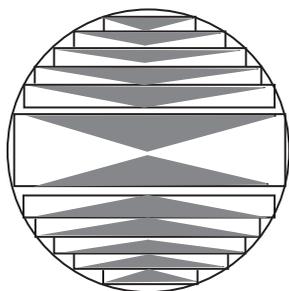


Рис. 3.2. Поперечное сечение стержня

Для того чтобы иметь возможность насадить обмотки на стержень, магнитопровод необходимо сделать разборным. Это осуществляется двумя способами: соединением стержней и ярем встык (стыковая конструкция) и соединением стержней и ярем в переплет (шихтованная конструкция). В отечественном трансформаторостроении в основном применяют шихтованную планарную конструкцию магнитопровода.

Обмотки трансформаторов со стержневым магнитопроводом имеют цилиндрическую форму, поэтому стержни магнитопровода в поперечном сечении должны иметь форму, приближающуюся к кругу. Для этого их выполняют ступенчатыми, т.е. из пластин разной ширины (рис. 3.2). Собранные из отдельных пластин стержни и ярма магнитопровода необходимо стянуть до нужной толщины для придания нужной формы и достаточной жесткости. В отечественном трансформаторостроении принята бесшпильчатая прессовка. Стержни прессуются бандажками из стеклоленты, которая наматывается на стержни с шагом 240 мм поверх бандажных прокладок из электрокартона. Для улучшения прессовки стержня и облегчения зашихтовки верхнего ярма после насадки обмоток вдоль стержня с обеих сторон устанавливают изолированные от него электрокартоном прессующие пластины. Прессовка боковых ярем выполняется аналогично прессовке стержней. Прессовка верхнего и нижнего ярем осуществляется стальными полубандажами, изолированными от пластин активной стали и ярмовых балок. Верхнюю и нижнюю ярмовые балки соединяют с помощью вертикальных прессующих пластин, установленных с обеих сторон стержня и бокового ярма, или с помощью вертикальных стальных шпилек, расположенных по обеим сто-

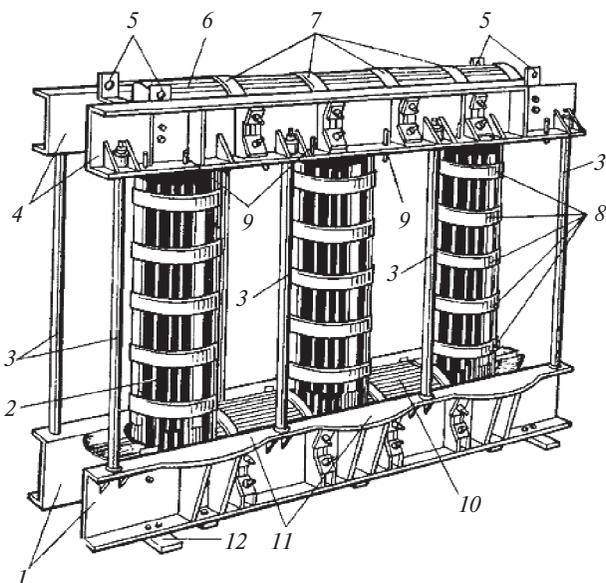


Рис. 3.3. Общий вид остова с бесшпильчатой магнитной системой трехфазного трансформатора:

1 — нижние ярмовые балки; 2 — стержень; 3 — вертикальные стяжные шпильки; 4 — верхние ярмовые балки; 5 — подъемные планки; 6 — верхнее ярмо; 7 — стальные полубандажи; 8 — стеклобандажи; 9 — винты прессовки обмоток; 10 — нижнее ярмо, 11 — полки для опоры обмоток; 12 — опорные пластины

ронам от стержня. Как правило, конструкция со шпильками применяется для трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно, а для трансформаторов более высокого напряжения применяют прессующие пластины. Пример выполнения остова трансформатора приведен на рис. 3.3.

3.3. Обмотки

Обмотки являются основными элементами трансформатора, обеспечивающими преобразование электрической энергии путем изменения значений токов и напряжений при сохранении значения передаваемой мощности. Вместе с остовом обмотки составляют активную часть трансформатора.

Обмотки выполняют из обмоточного провода из чистой электротехнической меди, обладающей высокой проводимостью, большой эластичностью и достаточной механической прочностью. Они представляют собой единое целое с деталями, которые образуют их изо-

ляцию, удерживают провода в заданном положении, препятствуют их смещению, а также создают каналы для охлаждения. Обмотки трансформаторов стержневого типа имеют цилиндрическую форму, устойчивую при воздействии на них растягивающих или сжимающих сил, наименьшую длину провода при заданном активном сечении магнитопровода, надежны в эксплуатации и просты в изготовлении. По взаимному расположению на стержне обмотки делят на концентрические, располагаемые одна в другой, и чередующиеся, в которых части обмоток ВН и НН попеременно следуют одна за другой по высоте стержня.

Для силовых трансформаторов принято концентрическое расположение обмоток. Концентрические обмотки имеют форму цилиндра и для одного трансформатора примерно одинаковую высоту. Взаимное расположение витков обмотки определяет тип ее конструкции. По конструкторско-технологическому принципу различают винтовые, непрерывные, переплетенные, цилиндрические, дисковые и словые обмотки. Для трансформаторов большой мощности применяют винтовые, непрерывные и переплетенные обмотки.

Внешний вид обмотки трансформатора показан на рис. 3.4. На рис. 3.5 дана схема расположения обмоток ВН и НН на магнитопроводе.

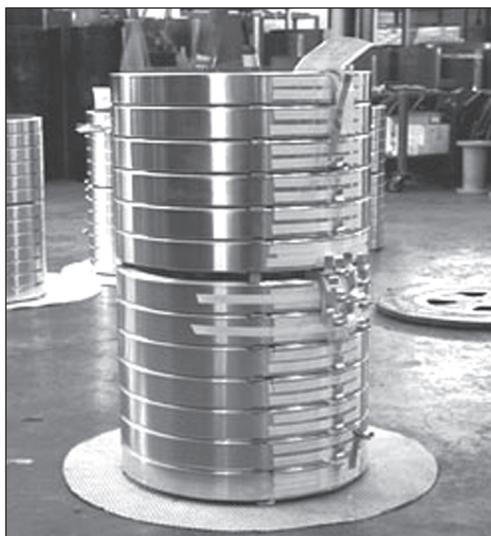


Рис. 3.4. Обмотка силового трансформатора

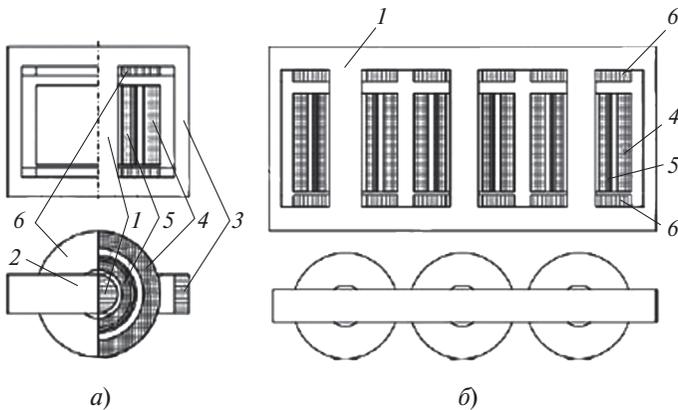


Рис. 3.5. Схема расположения обмоток однофазного (а) и трехфазного (б) двухобмоточного трансформатора:

1 — стержень; 2 — ярмо; 3 — боковое ярмо; 4 — обмотка ВН; 5 — обмотка НН; 6 — магнитный шунт

3.4. Системы охлаждения

Система охлаждения трансформатора является основной его частью и включает в себя систему внутреннего охлаждения, обеспечивающего передачу тепла от обмоток, остова и конструктивных элементов в окружающую среду в сухих трансформаторах и к маслу в масляных трансформаторах. Кроме того, масляные трансформаторы имеют систему наружного охлаждения, обеспечивающего передачу тепла от масла в окружающую или охлаждающую среду.

Обозначения систем охлаждения трансформаторов, применяемых в РФ приведены в табл. 3.1.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется посредством естественной конвекции воздуха и частичного лучеиспускания в воздухе. Рассмотрим основные системы охлаждения масляных трансформаторов.

Естественное масляное охлаждение (М) применяют для трансформаторов мощностью до $10\,000\text{ кВ} \cdot \text{А}$ (рис. 3.6). В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается маслу, циркулирующему по баку и радиаторам, а затем — окружающему воздуху. Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду на бак трансформатора навешивают трубчатые или пластинчатые радиаторы в зависимости от мощности трансформатора. Предпочтение отдается пластинчатым радиаторам. Трансформаторы мощностью до $40\text{ кВ} \cdot \text{А}$ выпускают без навесных радиаторов.

Таблица 3.1

Буквенное обозначение систем охлаждения трансформаторов

Вид системы охлаждения трансформаторов	Условное обозначение вида системы охлаждения	
	ГОСТ Р 52719—2007	МЭК
Сухие трансформаторы:		
Естественное воздушное при открытом исполнении	С	AN
Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ	ANAN
Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ	ANAN
Воздушное с принудительной циркуляцией воздуха	СД	ANAF
Масляные трансформаторы с минеральным маслом:		
Естественная циркуляция воздуха и масла	М	ONAN
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д	ONAF
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла	МЦ	OFAN
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла	НМЦ	ODAN
Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла	ДЦ	OFAF
Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла	НДЦ	ODAF
Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла	Ц	OFWF
Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла	НЦ	ODWF

Примечание. Обозначения систем охлаждения масляных трансформаторов, залитых синтетическим маслом, включая жидкий негорючий диэлектрик (например, LNAF и LFAF), указывают в нормативных документах на данные трансформаторы.

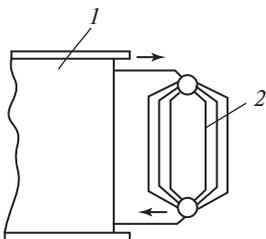


Рис. 3.6. Схема системы охлаждения с естественной циркуляцией масла:

1 — бак трансформатора; 2 — радиаторы охладителя

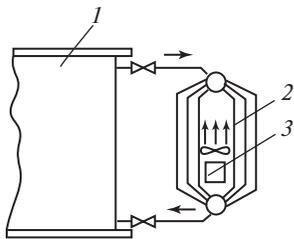


Рис. 3.7. Схема системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла:

1 — бак трансформатора; 2 — радиаторы охладителя; 3 — вентилятор обдува

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для трансформаторов большой мощности. В таких конструкциях в навесных радиаторах снизу или внутри помещают вентиляторы (рис. 3.7). Вентилятор засасывает воздух и обдувает нагретую часть радиатора. Пуск и останов вентиляторов осуществляется автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100 % номинальной и температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также независимо от нагрузки при отрицательных температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С. Форсированный обдув радиаторов улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора. Мощность трансформаторов с такой системой охлаждения может достигать 80 МВ · А.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью выше 10 МВ · А. Охладители, состоящие из тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором (рис. 3.8), навешивают на бак трансформатора или устанавливают на отдельном фундаменте. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря высокой скорости циркуляции масла, большой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают значительной теплоотдачей. Такая система охлаждения позволяет существенно уменьшить габаритные размеры трансформаторов.

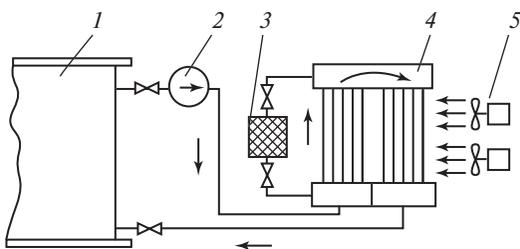


Рис. 3.8. Схема масляного охлаждения с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители:

1 — бак трансформатора; 2 — масляный электронасос; 3 — адсорбционный фильтр; 4 — охладитель; 5 — вентилятор обдува

Масляно-водяное охлаждение трансформаторов с принудительной циркуляцией масла (Ц). Система такого охлаждения подобна системе охлаждения ДЦ, но в отличие от последней охладители в этой системе состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками встречным потоком движется масло. Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на $0,02\text{ МПа}$ (2 Н/см^2). Эта система эффективна, но имеет довольно сложное конструктивное исполнение и применяется для охлаждения трансформаторов большой мощности ($30\text{ МВ} \cdot \text{А}$ и более).

В зависимости от конструкции трансформатора и принятого вида охлаждения обмоток, применяют системы охлаждения без ненаправленного и с направленным движением масла через обмотки. Охлаждение по схеме с направленным движением масла через обмотки происходит аналогично охлаждению без направленного движения масла за исключением того, что часть потока охлажденного масла направляется непосредственно в обмотки, а остальная его часть в бак.

3.5. Схемы и группы соединения обмоток

Угловое смещение векторов линейных ЭДС обмоток СН и НН по отношению к линейным векторам соответствующих ЭДС обмотки ВН называют *группой соединения обмоток трансформатора*. Соединение обмоток обозначают часовым углом, т.е. указанным смещением по часовой стрелке, деленным на 30° . Например, если обмотки ВН соединены в звезду, а обмотки НН в треугольник, то векторы ЭДС обмотки НН смещены на 30° против часовой стрелки, или на 330°

Таблица 3.2

Схемы соединения обмоток трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН	НН	ВН	НН	
				Y/Y _H -0
				Y _H /Y-0
				Y/Δ-11
				Y _H /Δ-11
				Δ/Y _H -11
				Δ/Δ-0

Таблица 3.3

Схема соединения обмоток однофазных двухобмоточных трансформаторов

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН	НН	ВН	НН	
				1/1-0

Таблица 3.4

Схема соединения обмоток трехфазных трехобмоточных трансформаторов

Схема соединения обмоток			Диаграмма векторов напряжения холостого хода			Условное обозначение
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						$Y_H/Y_H/\Delta$ -0-11
						Y_H/Δ -11-11

Таблица 3.5

Схема соединения обмоток трехфазных трехобмоточных автотрансформаторов

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				Y_H авто/ Δ -0-11

Таблица 3.6

Схема соединения обмоток однофазных трехобмоточных автотрансформаторов

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				1 авто/1-0-0

Таблица 3.7

Схема соединения обмоток трехфазных двухобмоточных автотрансформаторов

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН и НН		ВН и НН		
				Y_N авто

Таблица 3.8

Схема соединения обмоток однофазных двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой НН

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН	НН	ВН	НН	
				1/1-1-0-0

Схема соединения обмоток трехфазных двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой НН

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН	НН	ВН	НН	
			$Y_n/\Delta-\Delta-11-11$	
			$\Delta/\Delta-\Delta-0-0$	

по часовой стрелке, по отношению к векторам ЭДС обмотки ВН, что соответствует 11 ч, т.е. группу соединения обмоток обозначают 11.

В РФ для силовых трансформаторов общего назначения применяют группы соединения обмоток 0 и 11 (табл. 3.2—3.9).

3.6. Регулирование напряжения

Необходимость регулирования напряжения трансформатора или изменения коэффициента трансформации, может возникнуть во многих случаях применения трансформатора в зависимости от условий его работы. В большинстве случаев (для силовых трансформаторов) это вытекает из требования постоянства напряжения потребителей электроэнергии, находящихся на различных расстояниях от электростанций или распределительных подстанций. Значения напряжения

сети таких потребителей может сильно различаться. Кроме того, значение напряжения может меняться в зависимости от изменения нагрузки сети. По указанным причинам значение напряжения сети может выходить за пределы допустимых отклонений напряжения, предусмотренных нормами качества электрической энергии.

Из известных методов регулирования напряжения при больших мощностях исключительное применение вследствие своей надежности и сравнительной простоты конструкции получил метод изменения коэффициента трансформации трансформатора, т.е. изменение числа витков одной из его обмоток. Число витков изменяют посредством вывода регулировочных ответвлений от обмотки, благодаря чему напряжения регулируют ступенчато. При наибольшем напряжении включены все витки обмотки. При понижении напряжения часть витков отключается.

Ответвления обмотки переключают при отключении трансформатора от сети (ПВВ) или же без отключения, под нагрузкой (РПН). При первом способе переключающее устройство проще и дешевле, однако переключение связано с перерывом энергоснабжения потребителей и не осуществляется часто. Поэтому этот способ применяют для коррекции вторичного напряжения сетевых понижающих трансформаторов в зависимости от уровня первичного напряжения на данном участке сети, а также при сезонных изменениях напряжения сети в связи с сезонным изменением нагрузки. При необходимости частого или непрерывного регулирования напряжения в трансформаторах большой мощности для переключения под нагрузкой используют сложные и дорогостоящие переключающие устройства.

Трансформаторы с ПВВ изготавливают с регулированием напряжения относительно номинального на $\pm 5\%$ (силовые трансформаторы малой и средней мощности) или на $\pm 2 \times 2,5\%$ (трансформаторы большой мощности).

В первом случае трансформатор имеет три ступени, во втором — пять ступеней напряжения. Ответвления целесообразно выполнять на той обмотке трансформатора, напряжение на которой в процессе эксплуатации подвергается изменениям. При этом магнитный поток трансформатора при работе на разных ступенях (ответвлениях) меняется мало. Обычно это сторона высшего напряжения. Выполнение ответвлений на стороне высшего напряжения имеет ряд преимуществ. Так как значение тока в обмотке ВН меньше, то переключатель имеет небольшие габаритные размеры. Бóльшее число витков обмотки ВН позволяет более точно установить необходимый уровень напряжения. Переключаемые участки обмотки между ответвлениями целесообразно располагать в средней ее части, чтобы распределение частей обмотки, нагруженных током, было по отношению к ярам

при работе на разных ответвлениях по возможности симметричным. В противном случае магнитное поле рассеяния сильно искажается, что приводит к увеличению индуктивных сопротивлений рассеяния и резкому увеличению усилий, действующих на обмотки при коротких замыканиях. С другой стороны, ответвления предпочтительно выполнять со стороны заземленной нейтрали (нулевой точки) обмотки, так как изоляция переключателя при этом имеет меньшую массу.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, обычно рассчитаны для регулирования напряжения в пределах $\pm(6 \div 12) \%$ через $1,25 \div 1,67 \%$. В этих трансформаторах переход с одной ступени на другую должен происходить без разрыва цепи тока. Поэтому в промежуточном положении включены два соседних ответвления обмотки и часть обмотки между ними оказывается замкнутой накоротко. Для ограничения тока межвиткового короткого замыкания применяются активные токоограничивающие резисторы.

На рис. 3.9 приведена наиболее распространенная схема переключающего устройства с симметрично включенными активными токоограничивающими сопротивлениями (резисторами) и показаны про-

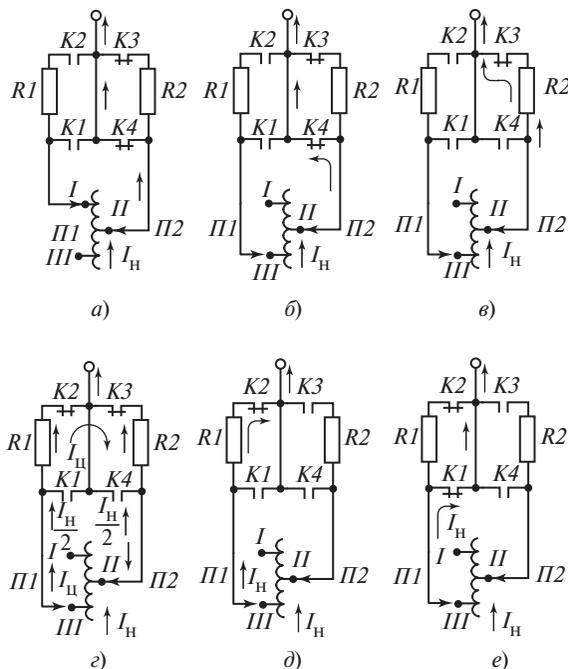


Рис. 3.9. Схема работы переключающего устройства РПН на резисторах

межуточные положения контактов переключателей и контакторов при переключении с одной ступени напряжения на другую.

В нормальном рабочем положении на ступени II (рис. 3.9, а) контакты $K1$ и $K2$ контактора разомкнуты, контакты $K3$ и $K4$ замкнуты. Таким образом, сопротивление резистора $R2$ шунтировано, и ток нагрузки I_n проходит через избиратель $П2$, контакт $K4$ и дальше по цепи в нейтраль и линию. При этом избиратель $П1$ нечетных ступеней выключен и находится в ожидании команды от приводного механизма на выбор ступени I или III. Если требуется перейти на ступень III, привод избирателей положения переключателей работает в сторону увеличения номера ступени, на ступень I — в обратную сторону. В первый момент работы приводного механизма избиратель $П1$ переходит на ступень III (рис. 3.9, б), затем вступает в работу контактор: размыкается контакт $K4$ (рис. 3.9, в), и ток нагрузки проходит через резистор $R2$. Далее замыкается контакт $K2$ (рис. 3.9, г), образуется «мост», и ток нагрузки проходит через резисторы $R1$ и $R2$. Затем размыкается контакт $K3$ (рис. 3.9, д), и ток нагрузки идет через резистор $R1$ так же, как на рис. 3.9, б. Далее замыкается контакт $K1$, шунтируется резистор $R1$, и на этом заканчивается цикл переключения — трансформатор работает на III ступени напряжения (рис. 3.9, е).

3.7. Трехобмоточные трансформаторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения и автотрансформаторы

Трехобмоточные трансформаторы служат для объединения сетей трех разных классов напряжения. *Номинальной мощностью трехобмоточного трансформатора* является мощность обмотки высшего напряжения (ВН). К этой мощности приводятся все напряжения короткого замыкания u_k ВН-СН, u_k ВН-НН, u_k СН-НН. Для трехфазных трехобмоточных трансформаторов обычно применяется схема соединения обмоток $Y_n/Y_n/\Delta$ -0-11, а для однофазных — 1/1/1-0-0. Изготовление трехобмоточного трансформатора, когда мощность одной из его вторичных обмоток невелика, неэкономично.

Мощности отдельных обмоток устанавливаются в зависимости от условий эксплуатации. Наиболее часто встречаются следующие соотношения мощностей отдельных обмоток в процентах номинальной мощности:

- обмотка ВН: 100; 100; 100; 100;
- обмотка СН: 100; 100; 66,7; 66,7;
- обмотка НН: 100; 66,7; 100; 66,7.

В номинальном режиме работы трехобмоточные трансформаторы допускают любое сочетание значений нагрузок по обмоткам, если токи в них не превышают номинальных фазных токов.

В некоторых случаях для создания более рациональных условий коммутации электрических цепей одну из обмоток разделяют на две или большее число гальванически не связанных частей, суммарная номинальная мощность которых равна номинальной мощности трансформатора, а напряжения короткого замыкания относительно друг друга практически равны, так что эти части допускают независимую нагрузку. Такие обмотки, обычно обмотки НН, называются расщепленными. В таком трансформаторе обмотка низшего напряжения каждой фазы выполняется из двух частей (ветвей), расположенных симметрично по отношению к обмотке высшего напряжения. Номинальные напряжения ветвей обмотки одинаковы. Мощность каждой обмотки низшего напряжения составляет часть номинальной мощности трансформатора (при двух ветвях — $1/2$, при трех ветвях — $1/3$). В трехфазных трансформаторах обе части расщепленной обмотки размещены на общем стержне соответствующей фазы одна над другой, а в однофазных трансформаторах части обмотки размещены на разных стержнях. Каждая ветвь расщепленной обмотки имеет самостоятельные выводы. Допускается любое распределение нагрузки между ветвями расщепленной обмотки, например при двух ветвях одна ветвь может быть полностью нагружена, а вторая отключена или обе ветви нагружены полностью.

Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения является большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток короткого замыкания на стороне низшего напряжения, например, на подстанциях и в сети собственных нужд электростанций.

Одной из характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является коэффициент расщепления K_p , который для трехфазных трансформаторов с расщеплением обмотки НН на две изменяется от 3,34 до 3,64 (при отсутствии точных данных K_p принимается равным 3,5). Для трехфазной группы однофазных трансформаторов $K_p = 4$.

Трансформаторы с расщепленными обмотками НН обеспечивают возможность присоединения нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Широкое распространение трансформаторы с расщепленной обмоткой НН получили в схемах распределительных устройств ГЭС, схемах питания собственных нужд крупных ТЭС и АЭС с блоками 200—1200 МВт, а также на понижающих подстанциях.

Отличие автотрансформатора от трансформатора заключается в том, что две его обмотки электрически соединены между собой, что обуславливает передачу мощности от одной обмотки к другой не только электромагнитным, но и электрическим путем. У многообмоточного автотрансформатора электрически соединены обмотки ВН и СН, а обмотка НН (третичная обмотка) имеет с ними электромагнитную связь (рис. 3.10).

Три фазы обмоток ВН и СН соединены в звезду, и их общая нейтраль заземлена: обмотки НН всегда соединены в треугольник. Обмотка высшего напряжения каждой фазы состоит из двух частей: общей обмотки $0A_m$, или обмотки среднего напряжения, и последовательной обмотки A_mA . Наличие электрической связи между обмотками в автотрансформаторе предопределяет иное токораспределение, чем в трансформаторе. При работе автотрансформатора в номинальном режиме в его последовательной обмотке проходит ток $I_{ВН}$. Этот ток, создавая магнитный поток в магнитопроводе, индуцирует в общей обмотке ток I_0 . Во вторичной цепи ток нагрузки $I_{СН}$ складывается из тока $I_{ВН}$, обусловленного электрической связью обмоток ВН и СН, и тока I_0 , обусловленного магнитной связью этих же обмоток: $I_{СН} = I_{ВН} + I_0$. Тогда ток в общей обмотке $I_0 = I_{СН} - I_{ВН}$ (при одинаковом $\cos\phi$ нагрузок).

Под *номинальной мощностью* автотрансформатора понимается мощность на выводах его обмоток ВН или СН, имеющих между собой автотрансформаторную связь. Она может быть определена как произведение номинального напряжения, подведенного к обмотке ВН, на номинальный ток, проходящий в последовательной обмотке:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3} U_{\text{ном ВН}} I_{\text{ном ВН}}$$

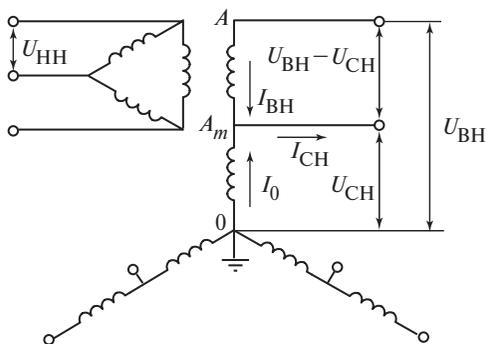


Рис. 3.10. Принципиальная схема трехфазного автотрансформатора

Типовой мощностью автотрансформатора называют ту часть номинальной мощности, которая передается электромагнитным путем. Типовая мощность в a раз меньше номинальной:

$$S_{\text{тип}} = aS_{\text{ном}},$$

где $a = 1 - \frac{U_{\text{номСН}}}{U_{\text{номВН}}} = 1 - \frac{1}{n_{\text{ВН} - \text{СН}}} = \text{---}$ коэффициент выгоды автотрансформатора.

Чем ближе друг к другу значения $U_{\text{СН}}$ и $U_{\text{ВН}}$, тем меньше a и тем меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Магнитопровод и обмотки автотрансформатора выбирают по типовой (расчетной) мощности (в этом и заключается экономическая целесообразность автотрансформаторных конструкций). Отсюда должен быть сделан очень важный вывод: загружать последовательную и общую обмотки автотрансформатора в номинальном режиме работы более чем на $S_{\text{тип}}$ нельзя.

Обязательное заземление нейтралей автотрансформаторов приводит к чрезмерному увеличению токов однофазного короткого замыкания, что в ряде случаев требует принятия соответствующих мер для их ограничения. Наличие электрической связи между обмотками и сетями СН и ВН создает возможность перехода перенапряжений, появляющихся в сети одного напряжения, на выводы обмоток другого напряжения. Опасность перенапряжений для изоляции возрастает при отключении автотрансформатора с одной стороны. Для устранения воздействия перенапряжений на изоляцию автотрансформаторы со стороны СН и ВН защищают ограничителями перенапряжений (ранее защита выполнялась разрядниками), которые жестко (без разъединителей) присоединяют к шинам, отходящим от вводов. Нагрузку в общей обмотке автотрансформатора контролируют амперметром. Один из способов включения амперметра показан на рис. 3.11. Для трехфазного автотрансформатора амперметр включен в одну из фаз на сумму линейных токов $I_{\text{ВН}}$ и $I_{\text{СН}}$ через трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации (рис. 3.11, *а*), а для однофазных автотрансформаторов — через трансформатор тока, установленный непосредственно на выводе нейтрали одного из автотрансформаторов группы (рис. 3.11, *б*).

Обмотка НН понижающего автотрансформатора помимо своего основного назначения (создавать цепь с малым сопротивлением для прохождения токов третьих гармоник и тем самым избежать искажения синусоидального напряжения) используется для питания нагрузки, а также для подключения компенсирующих устройств и последовательно-регулируемых трансформаторов. Мощность

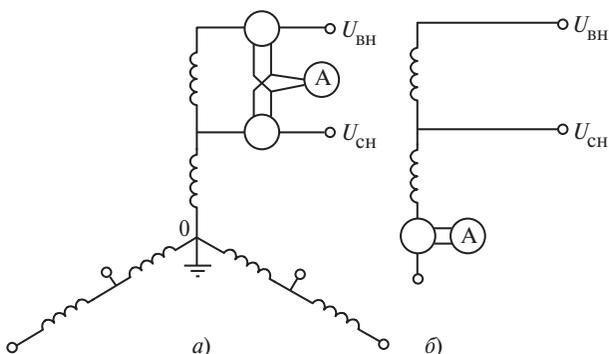


Рис. 3.11. Схема включения амперметра для измерения тока в общей обмотке трехфазного (а) и однофазного (б) автотрансформаторов

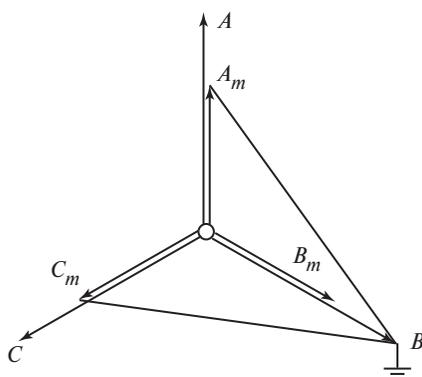


Рис. 3.12. Векторная диаграмма напряжения участка сети, питающегося от автотрансформатора с разземленной нейтралью при замыкании фазы *B* на землю

этой обмотки не должна превышать типовую мощность автотрансформатора ($S_{\text{НН}} \leq S_{\text{тип}}$), иначе размеры последнего определялись бы мощностью этой обмотки.

Автотрансформаторы благодаря их меньшей стоимости и суммарным потерям активной мощности в обмотках по сравнению с трансформаторами той же мощности широко применяют на подстанциях напряжением 110 кВ и выше, а также в распределительных устройствах электростанций, имеющих связь с электрической системой на двух (и более) уровнях напряжения. Потери мощности в стали автотрансформаторов также ниже по сравнению с трансформаторами. Тем не менее нужно отметить, что автотрансформаторы не пригодны для использования в сетях с разземленной нейтралью.

Объясняется это недопустимым увеличением напряжения относительно земли в сети СН при замыкании на землю в сети ВН, что показано отрезками VA_m и BC_m на векторной диаграмме рис. 3.12.

3.8. Параллельная работа трансформаторов

Параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов) разрешается при следующих условиях.

1. Трансформаторы должны иметь одинаковые группы соединения обмоток. Параллельная работа трансформаторов, имеющих разные группы соединения обмоток, невозможна по причине того, что между вторичными обмотками одноименных фаз соединяемых трансформаторов появляется разность напряжений, обусловленная углом сдвига между векторами вторичных напряжений, и соответственно возникает значительный уравнивающий ток.

2. Соотношение мощностей трансформаторов должно быть не более 1:3. Это вызвано тем, что даже при небольших перегрузках трансформатор меньшей мощности будет больше загружаться в процентном отношении, особенно в том случае, если он имеет меньшее значение напряжения короткого замыкания (u_k).

3. Коэффициенты трансформации, включаемых на параллельную работу трансформаторов, должны различаться не более чем на $\pm 0,5\%$. При большей разности коэффициентов трансформации возникает значительный уравнивающий ток. Во избежание этого разность вторичных напряжений должна быть минимальной.

4. Значения напряжения короткого замыкания (u_k) не должны различаться более чем на $\pm 10\%$. В противном случае нагрузка между параллельно работающими трансформаторами распределится непропорционально их номинальным мощностям. Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с различными значениями u_k допускается в небольших пределах изменение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из трансформаторов не будет перегружен.

5. Значение u_k каждого трансформатора является постоянным, зависящим от его конструкции. Если значения u_k различаются, то при работе трансформаторов под нагрузкой последняя между трансформаторами будет распределяться обратно пропорционально этим значениям u_k (неравенство u_k приводит к недогрузке одного параллельно работающего трансформатора и перегрузке другого). Если два трансформатора номинальной мощности S_1 и S_2 имеют разные значения напряжения короткого замыкания u_{k1} и u_{k2} , то общая нагрузка S рас-

пределится между ними обратно пропорционально значениям их напряжений короткого замыкания.

Выравнивание нагрузки в данном случае можно достичь путем изменения коэффициента трансформации за счет повышения вторичного напряжения недогруженного трансформатора. Однако при этом возрастают потери от уравнительного тока, вследствие чего данный способ в эксплуатации нерентабелен. Оптимальное использование установленной мощности трансформаторов возможно лишь при равенстве значений u_k .

3.9. Нагрузочная способность силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Под нагрузочной способностью трансформаторов и автотрансформаторов понимают совокупность его допустимых нагрузок и перегрузок.

Трансформаторы рассчитывают на продолжительную работу в номинальном режиме. Параметры номинального режима работы (напряжения, токи, частота и т.д.) указывают на заводском щитке трансформатора. При номинальных параметрах трансформаторы могут работать неограниченно долго, если условия охлаждающей среды соответствуют номинальным. Такими номинальными условиями окружающей среды являются:

- естественно изменяющаяся температура охлаждающего воздуха не более 40 °С и не менее –45 °С при масляно-воздушном охлаждении;
- температура охлаждающей воды у входа в охладитель не более 25 °С при масляно-водяном охлаждении;
- среднесуточная температура воздуха не более 30 °С.

Если температура воздуха будет превышать 40 °С или температура воды превысит 25 °С, то нормы нагрева должны снижаться на столько градусов, на сколько градусов температура воздуха или воды будет превышать указанные значения температур.

Под *номинальной мощностью двухобмоточного трансформатора* понимается мощность любой его обмотки (выраженная в киловольтах-амперах или мегавольтах-амперах). Обмотки понижающих трехобмоточных трансформаторов выполняют как на одинаковые, так и на разные мощности, поэтому под *номинальной мощностью трехобмоточного трансформатора* понимают мощность обмотки ВН.

Номинальный ток каждой обмотки определяется по ее номинальным значениям мощности и напряжения:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}.$$

Силовые трансформаторы могут работать в различных режимах, характеризуемых нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами. Длительная работа трансформаторов (25—30 лет) гарантируется при соблюдении нормированных условий их эксплуатации.

В отличие от трансформаторов для автотрансформатора характерны три рабочие режима: автотрансформаторный, трансформаторный и комбинированный трансформаторно-автотрансформаторный. Распределение токов по обмоткам в этих режимах работы рассмотрим на примере автотрансформатора с $S_{\text{НОМ}} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и номинальным напряжением обмоток ВН $220 \text{ кВ} \pm 8 \times 1,5 \%$, СН $110 \text{ кВ} \pm 6 \times 2,0 \%$ и НН 11 кВ .

Коэффициент трансформации $n_{\text{ВН-СН}} = 220/110 = 2$, а коэффициент выгодности $a = 1 - 1/n_{\text{ВН-СН}} = 1 - 0,5 = 0,5$.

Типовая мощность автотрансформатора $S_{\text{ТИП}} = aS_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 125 = 62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Линейные номинальные токи:

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ ВН}}} = \frac{125\,000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ СН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ СН}}} = \frac{125\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ НН}}} = \frac{62\,500}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3284 \text{ А}.$$

Автотрансформатор, работая в *автотрансформаторном режиме* (ВН-СН) (рис. 3.13, а), может передавать полную номинальную мощность $125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, хотя его обмотки и сердечник рассчитаны и фактически будут загружены типовой мощностью $62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, при этом токи в обмотках составят:

- в последовательной $I_{\text{П}} = I_{\text{ВН}} = 328,4 \text{ А}$;
- в общей $I_{\text{О}} = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}} = 656,8 - 328,4 = 328,4 \text{ А}$.

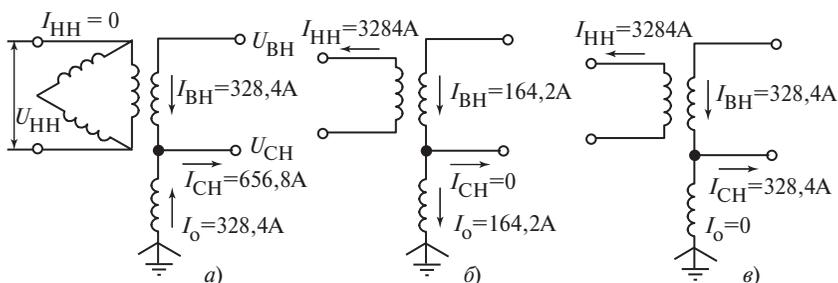


Рис. 3.13. Распределение токов в обмотках автотрансформатора в различных режимах выдачи мощности (показаны обмотки одной фазы):

a — ВН-СН; *б* — ВН-НН; *в* — ВН-СН и одновременно ВН-НН

Мощность последовательной и общей обмоток:

$$S_{\Pi} = \sqrt{3} I_{\Pi} (U_{\text{номВН}} - U_{\text{номСН}}) = \sqrt{3} \cdot 328,4 (220 - 110) = 62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_o = \sqrt{3} I_o U_{\text{номСН}} = \sqrt{3} \cdot 328,4 \cdot 110 = 62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В *трансформаторном режиме* (ВН-НН) (рис. 3.13, *б*) возможна передача только типовой мощности, поэтому линейные номинальные токи обмоток будут равны

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{тип}}}{\sqrt{3} U_{\text{номВН}}} = \frac{62\,500}{\sqrt{3} \cdot 220} = 164,2 \text{ А}; \quad I_{\text{СН}} = 0; \quad I_{\text{НН}} = 3284 \text{ А},$$

при этом токи в последовательной и общей обмотках составят соответственно

$$I_{\Pi} = I_{\text{ВН}} = 164,2 \text{ А} \text{ и } I_o = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}} = 0 - 164,2 = -164,2 \text{ А}.$$

Знак минус показывает, что ток направлен от начала к концу обмотки.

Распределение токов для комбинированного режима при передаче номинальной мощности из сети ВН в сеть СН и одновременно в сеть НН при условии равенства $\cos \varphi$ показано на рис. 3.13, *в*. Если передаваемая мощность распределяется поровну между обмотками СН и НН (по $62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$), то линейные номинальные токи обмоток равны

$$I_{\text{ВН}} = 328,4 \text{ А}; \quad I_{\text{СН}} = 328,4 \text{ А}; \quad I_{\text{НН}} = 3284 \text{ А}.$$

При этом токи в последовательной и общей обмотках соответственно равны $I_{\Pi} = I_{\text{ВН}} = 328,4 \text{ А}$ и $I_o = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}} = 328,4 - 328,4 = 0 \text{ А}$, хотя мощность на стороне СН выдается в сеть.

Если ток в обмотке ВН достигнет номинального значения, то дальнейшее возрастание нагрузки СН должно сопровождаться соответствующим снижением нагрузки НН, и наоборот. Перераспределение нагрузок между обмотками СН и НН осуществляется персоналом согласно местным инструкциям, при этом пользуются таблицами и графиками.

Как правило, реальные условия работы трансформаторов могут существенно отличаться от нормированных. При этом возникает вопрос о допустимых перегрузках трансформаторов, которые возникают при несоблюдении одного или одновременно нескольких условий, обеспечивающих нормативный срок службы силового трансформатора. Допустимая нагрузка — это не ограниченная во времени длительная нагрузка, при которой износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Различают систематические и аварийные перегрузки. Первые могут иметь место систематически при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора, вторые — при аварийной ситуации, когда требуется обеспечить электроснабжение потребителей несмотря на наличие перегрузки трансформатора.

Систематическая перегрузка трансформаторов возможна за счет неравномерной нагрузки в течение суток. Суточный график нагрузки трансформатора, как правило, таков, что в ночные, утренние и дневные часы трансформатор недогружен, а во время вечернего максимума перегружен. При недогрузке износ изоляции мал, при перегрузке износ значительно усиливается.

Допустимая систематическая перегрузка определяется из условия, что износ изоляции за время максимальной нагрузки и предшествующей недогрузки будет таким же, как и при работе трансформатора при постоянной номинальной нагрузке. Допустимая систематическая перегрузка зависит от начальной нагрузки, длительности перегрузки, системы охлаждения, мощности трансформатора и температуры охлаждающей и окружающей сред. Кроме систематической перегрузки за счет суточного колебания нагрузки допускается перегрузка за счет ее сезонного колебания.

Аварийным режимом работы трансформатора считают такой режим, при котором он не может работать длительное время, поскольку отклонение даже одного из основных его параметров от номинального значения при достаточной длительности создает угрозу повреждения или разрушения частей трансформатора. Тем не менее в аварийных случаях, возникающих в процессе эксплуатации, возможны *аварийные перегрузки силовых трансформаторов*. В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов

сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40 % общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут при условии, что коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,93 (при этом должны быть полностью использованы все устройства охлаждения трансформатора). Допустимая аварийная перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки 160 °С для трансформаторов напряжением 110 кВ и ниже и 140 °С для трансформаторов напряжением свыше 110 кВ и масла 115 °С. Допустимая аварийная перегрузка автотрансформаторов не должна превышать 20 %.

На практике выбор мощности трансформаторов и автотрансформаторов связи, блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд на электростанциях осуществляется с запасом, позволяющим трансформаторам работать, не выходя за пределы допустимых условий во всех режимах, включая и аварийный режим.

Глава четвертая

КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

4.1. Общие сведения

Короткое замыкание — всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) электрической цепи между собой или с землей, при котором токи в ветвях цепи, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Короткие замыкания возникают из-за нарушения изоляции (например, в результате ее старения) токоведущих частей электроустановок, набросов посторонних токопроводящих предметов на провода воздушных линий электропередачи, схлестывания проводов под действием ветра или обрывов проводов с падением на землю, механических повреждений изоляции кабельных линий и др.

Токи короткого замыкания оказывают на проводники и электрические аппараты как термическое, так и электродинамическое воздействия. Термическое воздействие токов короткого замыкания выражается в увеличении потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев, который может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводников и т.п. Проводники и аппараты должны без повреждений выдерживать в течение заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания, т.е. должны быть термически стойкими. Электродинамическое действие токов короткого замыкания на проводники и аппараты проявляется в их механических повреждениях, вызываемых воздействием больших электромагнитных сил между токоведущими частями. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты и электрические машины должны выдерживать без повреждений усилия, возникающие при коротком замыкании, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения. Наиболее чувствительна к снижениям напряжения двигательная

нагрузка. При глубоких снижениях напряжения уменьшается вращающий момент двигателя до значений, меньших момента сопротивления механизма. Двигатель тормозится, что влечет за собой увеличение потребляемого им тока. При этом еще больше увеличивается падение напряжения в сети, вследствие чего может развиваться лавинообразный процесс, захватывающий все большее количество потребителей электроэнергии. Резкое понижение напряжения при коротком замыкании может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при коротком замыкании необходимо принять меры для быстрого отключения поврежденного участка сети. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится правильный выбор аппаратов по условиям короткого замыкания, токоограничивающих устройств, рациональной схемы сети и т.п. Для выполнения данных мероприятий необходимо уметь рассчитывать значения тока короткого замыкания и учитывать характер его изменения во времени.

Короткие замыкания происходят как через переходное сопротивление (например, через сопротивление электрической дуги), так и без переходного сопротивления (так называемые металлические короткие замыкания). Расчет максимально возможных токов проводится именно для металлических коротких замыканий. В трехфазных электрических системах различают трехфазное симметричное короткое замыкание и несимметричные — двухфазное короткое замыкание, а также двухфазное и однофазное замыкания на землю (рис. 4.1).

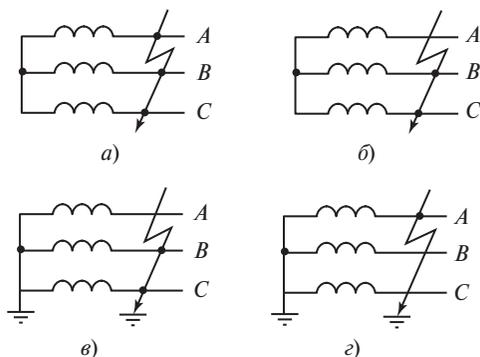


Рис. 4.1. Виды коротких замыканий:

a — трехфазное — $K^{(3)}$; *б* — двухфазное — $K^{(2)}$; *в* — двухфазное на землю — $K^{(1,1)}$;
з — однофазное — $K^{(1)}$

При трехфазном коротком замыкании все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют *симметричным*. При других видах короткого замыкания фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены, поэтому эти замыкания называют *несимметричными*.

Результаты расчетов коротких замыканий используются для различных целей, среди которых основными являются следующие:

- проектирование станций и подстанций;
- сопоставление и оценка при выборе схемы электрических соединений сетей, в том числе выбор аппаратов и проводников, их проверка по условиям электродинамической и термической стойкости;
- проектирование и настройка устройств релейной защиты и автоматики;
- определение режимов работы энергосистемы (например, выбор числа заземленных нейтралей и места их размещения);
- определение условий работы потребителей в аварийных режимах и т.п.

В зависимости от цели расчета короткого замыкания необходимо предварительно согласно руководящим документам выбрать расчетные условия, к которым относятся: расчетная схема, расчетный вид, расчетная точка и расчетная продолжительность короткого замыкания.

4.2. Трехфазное короткое замыкание

Рассмотрим процесс короткого замыкания в цепи, питающейся от шин неизменного напряжения. На рис. 4.2 представлена простая симметричная трехфазная цепь с активно-индуктивным сопротивлением, характерная для большинства реальных электрических сетей. Цепь питается от источника, у которого в нормальном режиме работы и при коротком замыкании на зажимах сохраняется симметричная и неизменная по значению трехфазная система напряжений (электрическая система).

Точка короткого замыкания делит трехфазную симметричную цепь на два последовательно соединенных участка с активными сопротивлениями фаз соответственно R_k и R_{CL} , индуктивностями L_k и L_{CL} и взаимными индуктивностями M_k и M_{CL} (рис. 4.2, а). При трехфазном коротком замыкании в месте соединения этих участков часть цепи с R_{CL} , L_{CL} , M_{CL} оказывается замкнутой накоротко, поэтому

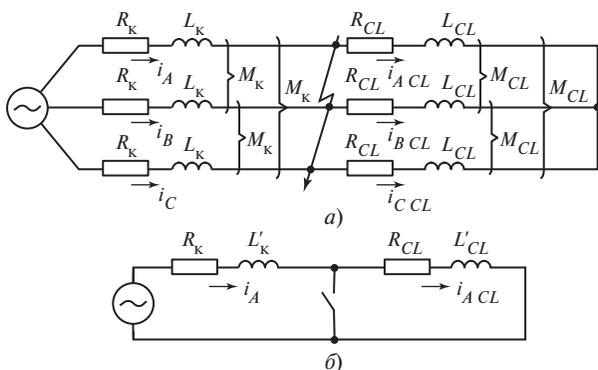


Рис. 4.2. Трехфазная электрическая цепь (а) и ее однофазная схема замещения (б)

дифференциальное уравнение, связывающее токи и падения напряжения в фазе A в переходном процессе для этого участка, имеет вид

$$0 = R_{CL} i_{A CL} + L_{CL} \frac{di_{A CL}}{dt} + M_{CL} \frac{di_{B CL}}{dt} + M_{CL} \frac{di_{C CL}}{dt}. \quad (4.1)$$

Поскольку $i_{A CL} + i_{B CL} + i_{C CL} = 0$, то (4.1) можно представить в следующем виде:

$$0 = R_{CL} i_{A CL} + L'_{CL} \frac{di_{A CL}}{dt}, \quad (4.2)$$

где $L'_{CL} = L_{CL} - M_{CL}$ — результирующая индуктивность одной фазы с учетом влияния двух других фаз.

Уравнению (4.2) соответствует характеристическое уравнение

$$pL'_{CL} + R_{CL} = 0,$$

корень которого $p = -R_{CL}/L'_{CL}$, поэтому

$$i_{A CL} = i_{a0 CL} e^{-\frac{t}{T_{a CL}}}, \quad (4.3)$$

где $i_{a0 CL}$ — начальное значение аperiodической составляющей тока в правом участке цепи; $T_{a CL} = L'_{CL}/R_{CL}$ — постоянная времени этого участка цепи.

Правая часть рассматриваемой цепи оказывается зашунтированной, и ток в ней будет поддерживаться лишь до тех пор, пока запасенная в индуктивности L_{CL} энергия магнитного поля не перейдет в тепло, выделяющееся в активном сопротивлении R_{CL} . Этот ток при активно-индуктивном характере сопротивления цепи не превышает

тока нормального режима и, постепенно затухая до нуля, не представляет опасности для оборудования.

В отличие от (4.1) дифференциальное уравнение, связывающее токи и падения напряжения в фазе A участка цепи, который при коротком замыкании остался присоединенным к источнику напряжения, является неоднородным:

$$u_A = U_m \sin(\omega t + \alpha) = R_{\kappa} i_A + L_{\kappa} \frac{di_A}{dt} + M_{\kappa} \frac{di_B}{dt} + M_{\kappa} \frac{di_C}{dt}, \quad (4.4)$$

где α — фаза возникновения короткого замыкания, т.е. фаза напряжения к моменту замыкания (на рис. 4.3 это угол между вектором напряжения и перпендикуляром к оси времени, проведенным через начало вектора напряжения).

Уравнение (4.4) можно представить в виде

$$u_A = U_m \sin(\omega t + \alpha) = R_{\kappa} i_A + L'_{\kappa} \frac{di_A}{dt}, \quad (4.5)$$

где $L'_{\kappa} = L_{\kappa} - M_{\kappa}$.

Уравнениям (4.2) и (4.5) соответствует однофазная схема замещения, показанная на рис. 4.2, б. Таким образом, анализ переходного процесса в трехфазной цепи можно свести к анализу этого процесса в однофазной цепи, если предварительно учесть влияние на рассматриваемую фазу токов двух других фаз.

Поскольку уравнение (4.5) является неоднородным, то ток в переходном процессе содержит принужденную и свободную составляющие, причем первая представляет собой синусоидальную функцию, а вторая затухает по экспоненциальному закону:

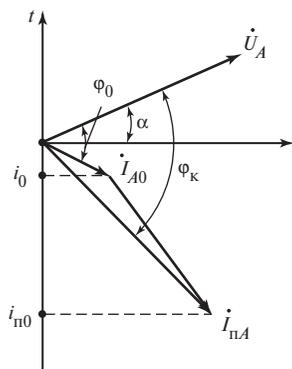
$$i_A = I_{\text{п}m} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{\kappa}) + i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (4.6)$$

$$\text{где } I_{\text{п}m} = \frac{U_m}{\sqrt{R_{\kappa}^2 + (\omega L'_{\kappa})^2}}; \varphi_{\kappa} = \arctg \frac{\omega L'_{\kappa}}{R_{\kappa}}; T_a = \frac{L'_{\kappa}}{R_{\kappa}}.$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания i_{a0} определяется из условия, что ток в цепи с индуктивностью к моменту короткого замыкания, т.е. i_0 , равен току в начальный момент короткого замыкания, представляющему собой сумму начальных значений периодической и аperiodической составляющих:

$$i_0 = i_{\text{п}0} + i_{a0},$$

Рис. 4.3. Векторная диаграмма напряжения и тока фазы A к моменту короткого замыкания и периодической составляющей тока этой фазы в начальный момент короткого замыкания



или

$$I_m \sin(\alpha - \varphi_0) = I_{\pi m} \sin(\alpha - \varphi_k) + i_{a0},$$

$$\text{где } I_m = \frac{U_m}{\sqrt{(R_k + R_{CL})^2 + (\omega L'_k + \omega L'_{CL})^2}}.$$

Таким образом, $i_{a0} = i_0 - i_{п0} = I_m \sin(\alpha - \varphi_0) - I_{\pi m} \sin(\alpha - \varphi_k)$.

На векторной диаграмме (рис. 4.3) показаны вектор тока фазы A до короткого замыкания \dot{I}_{A0} , вектор периодической составляющей тока этой же фазы $\dot{I}_{пA}$ в начальный момент короткого замыкания и их проекции на ось времени соответственно i_0 и $i_{п0}$.

Модуль начального значения аperiodической составляющей тока короткого замыкания равен проекции на ось времени отрезка прямой, соединяющей концы векторов \dot{I}_{A0} и $\dot{I}_{пA}$. Начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания зависит от параметров участка цепи, который при коротком замыкании остался присоединенным к источнику напряжения, фазы возникновения короткого замыкания, а также от тока в цепи до короткого замыкания и сдвига по фазе этого тока по отношению к напряжению.

Наибольшее значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания возможно в том случае, если до короткого замыкания нагрузка имела активно-емкостной характер. Однако такой случай в электроэнергетических системах маловероятен, и в качестве расчетного обычно принимают условие, что до короткого замыкания ток в цепи отсутствовал. При этом

$$i_{a0} = -i_{п0} = -I_{\pi m} \sin(\alpha - \varphi_k)$$

и полный ток короткого замыкания

$$i = I_{\pi m} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) - I_{\pi m} \sin(\alpha - \varphi_k) e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (4.7)$$

Наличие в токе короткого замыкания аperiodической составляющей приводит к смещению кривой полного тока относительно оси времени (рис. 4.4) и к тому, что мгновенное значение полного тока короткого замыкания, особенно при первом совпадении по знаку периодической и аperiodической составляющих, может сущест-

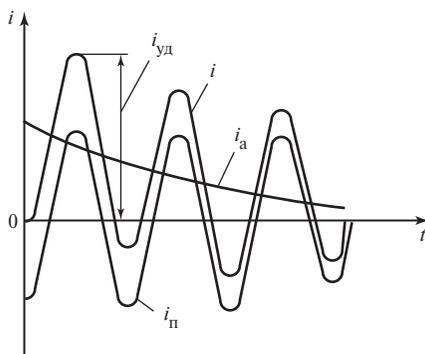


Рис. 4.4. Изменение во времени тока короткого замыкания и его составляющих

венно превышать амплитуду периодической составляющей тока короткого замыкания.

Максимально возможный ток короткого замыкания, который называется *ударным током короткого замыкания*, наступает в том случае, если в момент короткого замыкания напряжение расчетной фазы проходит через нулевое значение. Таким образом, ударный ток короткого замыкания — это наибольшее мгновенное значение тока короткого замыкания в одной из фаз трехфазной электрической цепи, которое имеет место, когда короткое замыкание происходит в момент прохождения напряжения этой фазы через нулевое значение и до возникновения короткого замыкания ток в цепи отсутствовал.

Если в цепи преобладает индуктивность, т.е. $\varphi_k \approx \pi/2$, то ударный ток появляется практически через полпериода, т.е. при частоте 50 Гц примерно через 0,01 с от момента возникновения короткого замыкания. Поэтому для определения ударного тока короткого замыкания обычно используют выражение

$$i_{уд} = I_{п м} + I_{п м} e^{-\frac{0,01}{T_a}} = I_{п м} K_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} K_{уд}, \quad (4.8)$$

где $K_{уд}$ — ударный коэффициент, который показывает, во сколько раз ударный ток больше амплитуды периодической составляющей тока короткого замыкания. Его значение определяют по формуле

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (4.9)$$

При небольших отношениях индуктивного и активного сопротивлений в цепи, в частности при $X/R < 5$, использование (4.9) для опре-

деления ударного коэффициента приводит к существенной погрешности. Более точное значение можно получить по формуле

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01(0,5 + \varphi_k/\pi)}{T_a}} \quad (4.10)$$

или можно воспользоваться графиком на рис. 4.5.

В зарубежной практике широко используется формула

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{\omega T_a}}, \quad (4.11)$$

которая при изменении X/R от 0,8 до бесконечности дает погрешность, не превышающую 0,6 %.

Определение эквивалентной постоянной времени $T_{а.эк}$ для простой расчетной схемы не составляет труда, ее значение находится по формуле

$$T_{а.эк} = \frac{\sum X}{\omega \sum R},$$

где X и R — индуктивное и активное сопротивления всей цепи.

В расчетах сложных схем необходимо определять эквивалентную постоянную времени $T_{а.эк}$, используя формулу

$$T_{а.эк} = \frac{X_{эк}(R=0)}{\omega R_{эк}(X=0)}, \quad (4.12)$$

где $X_{эк}(R=0)$ — эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и т.п.) учтены только их индуктивными

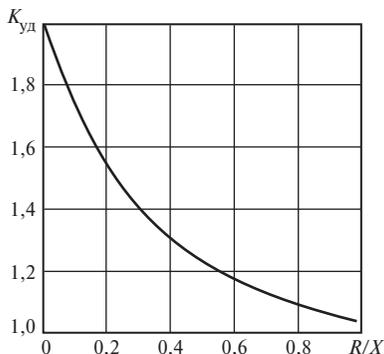


Рис. 4.5. Зависимость ударного коэффициента от отношения активного и индуктивного сопротивлений цепи

сопротивлениями, т.е. полагая, что активные сопротивления различных элементов равны нулю; $R_{\text{ЭК}}(X=0)$ — эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы учтены только их активными сопротивлениями, т.е. полагая, что индуктивные сопротивления различных элементов равны нулю.

4.3. Расчет трехфазных коротких замыканий

4.3.1. Назначение, допущения и порядок выполнения расчета

Одним из основных назначений расчета трехфазных коротких замыканий является определение тока короткого замыкания для выбора и проверки параметров электрооборудования. Для этого определяют значение тока трехфазного короткого замыкания в месте короткого замыкания, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основной целью расчета является определение начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания, ударного тока короткого замыкания, значений периодической составляющей тока короткого замыкания, аperiodической составляющей тока короткого замыкания и интеграла Джоуля к моменту отключения короткого замыкания, а также термически эквивалентного тока короткого замыкания.

Аperiodическую составляющую тока короткого замыкания учитывают приближенно при допущении, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе, а ее значение в момент времени t , равный собственному времени отключения выключателя $t_{\text{с.в.откл}}$ с добавлением 0,01 с, определяют по формуле

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\tau/T_{\text{а.ЭК}}}, \quad (4.13)$$

где $T_{\text{а.ЭК}}$ — эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с.

В качестве величины, характеризующей степень термического воздействия тока короткого замыкания на проводники и электрические аппараты, в отечественной практике используется интеграл Джоуля, который определяется выражением

$$B_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2(t) dt, \quad (4.14)$$

где $i_{\text{к}}$ — ток короткого замыкания в произвольный момент времени t , А; $t_{\text{откл}}$ — расчетная продолжительность короткого замыкания, рав-

ная сумме времени срабатывания релейной защиты и полного времени срабатывания выключателя, с.

В международной практике для количественной оценки степени термического воздействия тока короткого замыкания часто используют термически эквивалентный ток короткого замыкания $I_{\text{тер.эк}}$.

В соответствии с (4.14) и определением термически эквивалентного тока короткого замыкания интеграл Джоуля и термически эквивалентный ток короткого замыкания связаны простым соотношением

$$B_{\text{к}} = I_{\text{тер.эк}}^2 t_{\text{откл}},$$

откуда

$$I_{\text{тер.эк}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{t_{\text{откл}}}}.$$

Таким образом, оба способа количественной оценки степени термического воздействия тока короткого замыкания на проводники и электрические аппараты основаны на одном и том же физическом представлении процесса нагрева проводников и контактов электрических аппаратов при коротких замыканиях.

Интеграл Джоуля допускается определять приближенно как сумму интегралов от периодической и аperiodической составляющих тока короткого замыкания:

$$B_{\text{к}} = B_{\text{к.п}} + B_{\text{к.а}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} I_{\text{п}}^2(t) dt + \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{а}}^2(t) dt,$$

где $B_{\text{к.п}}$ — интеграл Джоуля от периодической составляющей тока короткого замыкания; $B_{\text{к.а}}$ — интеграл Джоуля от аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

В тех случаях, когда $t_{\text{откл}} \geq 3T_{\text{а.эк}}$, интеграл Джоуля и термически эквивалентный ток короткого замыкания можно определять по более простым формулам

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}});$$

$$I_{\text{тер.эк}} = I_{\text{п0}} \sqrt{1 + \frac{T_{\text{а.эк}}}{t_{\text{откл}}}},$$

где $I_{\text{п0}}$ и $T_{\text{а.эк}}$ — значения тока и постоянной времени, соответствующие той или иной части схемы замещения, примыкающей к расчетной точке короткого замыкания.

Расчет тока короткого замыкания с учетом всех влияющих на него факторов и особенностей различных элементов электроэнергетической системы весьма сложен. Поэтому для решения большинства задач, встречающихся на практике, *принимают ряд допущений, упрощающих расчеты* и не вносящих существенных погрешностей. В частности, допускается:

- не учитывать сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин и асинхронных двигателей в течение всего процесса короткого замыкания;
- наиболее удаленную от точки короткого замыкания часть электроэнергетической системы представлять в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и сопротивления, равного эквивалентному сопротивлению заменяемой части системы;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитывать ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- не учитывать сопротивления шин распределительных устройств, электрических аппаратов (выключателей, трансформаторов тока и т.п.), кабельных и воздушных перемычек небольшой длины из-за их малого значения;
- считать трехфазные элементы системы, входящие в расчетную схему, симметричными;
- влияние обобщенной нагрузки учитывать приближенно;
- не учитывать активное сопротивление элементов расчетной схемы, если отношение X/R более трех, кроме случая определения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

Следствием указанных допущений является завышение значений токов короткого замыкания примерно на 10 %. Это приводит к некоторому запасу по параметрам выбираемого оборудования.

Порядок выполнения расчетов токов трехфазного короткого замыкания при использовании практических методов следующий:

- составляют исходную расчетную схему;
- составляют схему замещения расчетной схемы;
- рассчитывают сопротивления схем замещения всех элементов, входящих в схему замещения расчетной схемы;
- схему замещения путем постепенного преобразования относительно точки короткого замыкания приводят к наиболее простому виду, когда каждый источник энергии (или группа источников), характеризующийся определенным значением эквивалентной ЭДС $E''_{эк}$,

был бы связан с точкой короткого замыкания через одно эквивалентное сопротивление $X_{\text{ЭК}}$;

- определяют начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{\text{п0}}$ как отношение $E''_{\text{ЭК}}$ к $X_{\text{ЭК}}$, а затем апериодическую составляющую тока короткого замыкания и ударный ток;
- при необходимости вычисляют значения периодической и апериодической составляющих тока короткого замыкания для заданного момента времени t .

4.3.2. Составление расчетной схемы

Под *расчетной схемой электроустановки* понимают упрощенную однолинейную схему, включающую все влияющие на ток короткого замыкания элементы электроустановки.

Структура расчетной схемы зависит от цели расчетов токов короткого замыкания. Если эти цели состоят в выборе и проверке электрических аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания, то в расчетную схему должны быть включены все источники энергии, влияющие на ток короткого замыкания: синхронные генераторы и компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели. Влияние асинхронных двигателей допустимо не учитывать при мощности двигателя до 100 кВт в единице, если они отделены от расчетной точки короткого замыкания токоограничивающим реактором или силовым трансформатором. Если асинхронные двигатели отделены от расчетной точки короткого замыкания двумя плечами двойного реактора или двумя и более ступенями трансформации, то их можно не учитывать и при больших мощностях. Выбор расчетной схемы электроустановки проводится путем анализа возможных схем этой электроустановки при различных режимах ее работы.

Обычно исходная расчетная схема содержит сети разного напряжения, соединенные трансформаторами или автотрансформаторами. Возможны два приема составления расчетной схемы:

- с исключением трансформаторных связей между разными ступенями напряжения;
- с сохранением трансформаторных связей между различными ступенями напряжения.

Схемы замещения с исключением трансформаторных связей широко используются при аналитических расчетах коротких замыканий. Суть исключения трансформаторных связей заключается в приведении параметров всех элементов разных ступеней напряжения, входящих в расчетную схему, к одной ступени, принятой за основную (базисную) ступень. Кроме того, для упрощения учета действи-

тельных коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов приведение параметров элементов расчетной схемы к одной ступени напряжения выполняется по средним коэффициентам трансформации, равным отношению средних номинальных напряжений из принятого ряда 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175 кВ. Приняв за номинальное напряжение для каждой ступени значение среднего номинального напряжения, считают, что номинальные напряжения всех элементов, относящихся к данной ступени напряжения, равны принятому среднему номинальному напряжению.

По исходной расчетной схеме составляют схему замещения, которая при определенных условиях отражает свойства реальной цепи.

4.3.3. Системы единиц

Параметры различных элементов электроэнергетических систем, а также параметры режимов могут быть выражены как в системе именованных, так и в системе относительных единиц, т.е. в долях некоторых значений этих же величин, принятых за единицу измерения. При этом точность получаемых результатов расчетов не зависит от используемой системы единиц измерения.

Применение системы относительных единиц часто существенно упрощает расчетные выражения, описывающие процессы в различных элементах электроэнергетической системы, упрощает контроль расчетных данных и сопоставление результатов расчетов. Чтобы получить относительные значения физических величин, необходимо предварительно выбрать значения соответствующих величин, принимаемые за базисные, т.е. в качестве единиц измерения. В частности, чтобы выразить параметры различных элементов схемы замещения электрической цепи и параметры режима в системе относительных единиц, необходимо иметь четыре базисные единицы — базисное напряжение (линейное напряжение трехфазной системы) U_6 , базисный ток I_6 , базисную мощность (трехфазной системы) S_6 и базисное сопротивление Z_6 . Две из них выбирают произвольно, а две другие определяют из соотношения для мощности трехфазной системы

$$S_6 = \sqrt{3} U_6 I_6,$$

и формулы, выражающей закон Ома:

$$Z_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3} I_6}.$$

При выбранных базисных единицах (базисных условиях) относительные значения ЭДС, напряжения, тока, мощности и сопротивле-

ния определяют путем деления значения соответствующей величины в именованных единицах на базисную единицу той же размерности:

$$E_{*6} = \frac{E}{U_6}; \quad (4.15)$$

$$U_{*6} = \frac{U}{U_6}; \quad (4.16)$$

$$I_{*6} = \frac{I}{I_6}; \quad (4.17)$$

$$S_{*6} = \frac{S}{S_6}; \quad (4.18)$$

$$Z_{*6} = \frac{Z}{Z_6}, \quad (4.19)$$

причем выбранные базисные единицы служат единицами измерения как полных величин, так и их составляющих. Иногда относительные значения величин выражают в процентах от соответствующих базисных единиц, для чего эти значения умножают на 100. Индекс «*» означает, что данная величина выражена в относительных единицах.

Очевидно, относительные значения фазного и линейного напряжений одинаковы. Также одинаковы относительные значения фазной мощности и мощности трех фаз.

Иногда для определения относительного значения сопротивления вместо (4.19) используют соотношения

$$Z_{*6} = Z \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6}; \quad (4.20)$$

$$Z_{*6} = Z \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (4.21)$$

Часто параметры элементов электроэнергетических систем, вводимых в расчетную схему, заданы не в именованных единицах, а в процентах или относительных единицах при номинальных условиях. Это означает, что при выражении их в процентах или в относительных единицах в качестве базисных единиц приняты номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ и номинальный ток $I_{\text{ном}}$ или номинальная мощность $S_{\text{ном}}$. Например, обычно активное и индуктивное сопротивление воздушных и кабельных линий задают в омах на километр, индуктивное сопротивление реакторов — в омах, полное сопротивление трансформаторов (оно численно равно напряжению короткого

замыкания) — в процентах, а индуктивное сопротивление генераторов и синхронных компенсаторов — в относительных единицах при номинальных условиях.

Для расчетов режимов электроэнергетических систем необходимо прежде всего привести ЭДС и сопротивления всех элементов исходной расчетной схемы к одним базисным единицам. Если значения ЭДС и сопротивлений заданы в именованных единицах, то с этой целью используют (4.15) и (4.20) или (4.21), если же заданы значения указанных величин при номинальных условиях в относительных единицах, то для приведения используют формулы

$$E_{*6} = E_{*ном} \frac{U_{ном}}{U_6}; \quad (4.22)$$

$$Z_{*6} = Z_{*ном} \frac{I_6}{I_{ном}} \frac{U_{ном}}{U_6}; \quad (4.23)$$

$$Z_{*6} = Z_{*ном} \frac{S_6}{S_{ном}} \frac{U_{ном}^2}{U_6^2}, \quad (4.24)$$

где $E_{*ном}$ и $Z_{*ном}$ — ЭДС и сопротивление в относительных единицах при номинальных условиях; $U_{ном}$, $I_{ном}$, $S_{ном}$ — номинальные напряжение, ток и мощность элемента.

4.3.4. Параметры элементов расчетных схем и их схемы замещения

Исходные параметры электроэнергетической системы:

- номинальная мощность $S_{ном}$, МВ · А;
- номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ;
- индуктивное сопротивление X , Ом (задается крайне редко);
- активное сопротивление R , Ом (задается крайне редко);
- мощность короткого замыкания $S_{к}$, МВ · А;
- ток короткого замыкания $I_{к}$, кА.

В схеме замещения электроэнергетическую систему представляют в виде источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС E_{GS} , равной среднему номинальному напряжению соответствующей сети $U_{ср.ном}$, и имеющего эквивалентное индуктивное сопротивление X_{GS} (рис. 4.6).

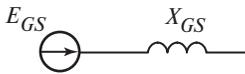


Рис. 4.6. Схема замещения электроэнергетической системы

При базисных условиях* ЭДС и сопротивление системы равны

$$E_{*GS\delta} = 1,0; \quad X_{*GS\delta} = X_{*GS\text{ ном}} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}}.$$

Если индуктивное сопротивление системы не задано, то его можно определить:

- исходя из значения периодической составляющей тока короткого замыкания системы $I_{к GS}$

$$X_{GS} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} I_{к GS}},$$

или

$$X_{*GS\delta} = \frac{I_{\delta}}{I_{к GS}},$$

где I_{δ} — базисный ток той ступени напряжения, для которой задан ток короткого замыкания $I_{к GS}$;

- исходя из мощности короткого замыкания системы

$$X_{GS} = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{к GS}},$$

или

$$X_{*GS\delta} = \frac{S_{\delta}}{S_{к GS}}.$$

Активное сопротивление системы рассчитываются по формуле

$$R_{*GS\delta} = \frac{X_{*GS\delta}}{\omega T_{а GS}},$$

где $T_{а GS}$ — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания системы (при приближенных расчетах ее значение можно принять равным 0,045 с); ω — угловая частота вращения, рад/с (при $f = 50$ Гц, $\omega = 314$ рад/с).

* Здесь и далее базисные значения величин в относительных единицах даны при условии, что $U_{\delta} = U_{\text{ср.ном}}$.

Исходные параметры синхронных генераторов и компенсаторов:

- номинальная полная мощность $S_{\text{НОМ}}$ МВ · А;
- номинальная активная мощность $P_{\text{НОМ}}$, МВт;
- номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$;
- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$, кВ;
- сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной

оси X_{*d}'' ;

- индуктивное сопротивление обратной последовательности X_{*2} ;

• постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока якоря при трехфазном коротком замыкании на выводах машины $T_a^{(3)}$, с;

• напряжение U_0 , нагрузка $P_0/P_{\text{НОМ}}$ и коэффициент мощности $\cos \varphi_0$ в момент, предшествующий переходному процессу.

В схему замещения синхронные и асинхронные машины (генераторы, компенсаторы, двигатели) вводят сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными индуктивными сопротивлениями (рис. 4.7).

В приближенных расчетах сверхпереходную ЭДС синхронного генератора в относительных базисных единицах определяют по формуле

$$E_{*0\delta}'' = (U_0 \pm X_{*d}'' I_0 \sin \varphi_0),$$

где U_0 , I_0 — напряжение на выводах машины и ток статора в момент, предшествующий короткому замыканию, в относительных номинальных единицах (обычно $U_0 = 1$); X_{*d}'' — сверхпереходное индуктивное сопротивление в относительных номинальных единицах. Знак «плюс» в этой формуле относится к генератору, который до короткого замыкания работал с перевозбуждением, а знак «минус» — с недо возбуждением.

Сверхпереходную ЭДС синхронного компенсатора рассчитывают по формуле

$$E_{*0\delta}'' = (U_0 \pm X_{*d}'' I_0),$$

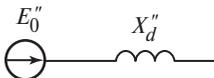


Рис. 4.7. Схема замещения генератора, синхронного компенсатора

знак «плюс» относится к компенсатору, который до короткого замыкания работал с перевозбуждением, а знак «минус» — с недовозбуждением.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление синхронного генератора (компенсатора) в относительных базисных единицах вычисляют по выражению

$$X_{*d\delta}'' = X_{*d\text{ном}}'' \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}}.$$

Активное сопротивление синхронного генератора (компенсатора) находят по формуле

$$R_{G\delta} = \frac{X_{2\delta}}{\omega T_a^{(3)}},$$

где $X_{*2\delta} = X_{*2\text{ном}} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}}$ — сопротивление обратной последовательности синхронного генератора (компенсатора) в относительных базисных единицах; $T_a^{(3)}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока синхронной машины при трехфазном коротком замыкании на ее выводах, с.

Исходные параметры синхронных и асинхронных двигателей:

- номинальная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт;
- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ;
- номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$;
- кратность пускового тока по отношению к номинальному току $I_{*п}$;
- кратность пускового момента по отношению к номинальному моменту $M_{*п}$;
- активное сопротивление обмотки статора (при рабочей температуре) R , Ом.

Для расчета коротких замыканий необходимо знать напряжение, ток статора и коэффициент мощности в момент, предшествующий короткому замыканию — $U_0, I_0, \cos \varphi_0$.

Сверхпереходную ЭДС синхронного двигателя вычисляют так же, как и для синхронного генератора, а асинхронного двигателя по формуле

$$E_{*0\delta}'' \approx (U_0 - I_0 X_{*d}'' \sin \varphi_0).$$

Сверхпереходное индуктивное сопротивление синхронного и асинхронного двигателей, выраженное в относительных базисных единицах, при приближенных расчетах определяют, используя формулу

$$X_{*d\delta}'' = X_{*d\text{НОМ}}'' \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{I_{*\Pi}} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}},$$

где $I_{*\Pi} = \frac{I_{\Pi}}{I_{\text{НОМ}}}$ — кратность пускового тока двигателя по отношению к его номинальному току.

Активное сопротивление рассчитывают по выражению

$$R_{*M\delta} = \frac{M_{*\Pi}}{I_{*\Pi}^2} \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}}{P_{\text{НОМ}}} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2},$$

где $M_{*\Pi}$ и $I_{*\Pi}$ — кратности пускового момента и пускового тока по отношению к номинальным значениям; $P_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность; $U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение.

В практических приближенных расчетах коротких замыканий отдельно учитывают лишь крупные двигатели, расположенные вблизи места короткого замыкания. Остальные двигатели вместе с другими потребителями электрической энергии учитывают в виде *обобщенных нагрузок* узлов энергосистемы, характеризуя такие нагрузки средними параметрами, полученными на основе анализа результатов экспериментов.

В схему замещения обобщенная нагрузка, как и синхронный генератор, вводится ЭДС и индуктивным сопротивлением. В начальный момент короткого замыкания обобщенная нагрузка приближенно характеризуется следующими параметрами:

$$E_{*CL\text{НОМ}}'' = 0,85;$$

$$X_{*CL\text{НОМ}}'' = 0,35.$$

Эти значения отнесены к среднему номинальному напряжению той ступени, где подключена нагрузка, а сверхпереходное индуктивное сопротивление — к ее суммарной мощности. В относительных базисных единицах указанные параметры и активное сопротивление определяют по формулам

$$E_{*CL\delta}'' = E_{*CL\text{НОМ}}'' = 0,85;$$

$$X''_{*CL6} = X''_{*CL\text{ ном}} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 0,35 \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} ;$$

$$R''_{*CL6} = \frac{X''_{*CL6}}{2,5 \div 5} .$$

Исходные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов:

- номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, МВ · А;
- номинальные напряжения обмоток, кВ;
- напряжения короткого замыкания между обмотками $u_{\text{к В-С}}$, $u_{\text{к В-Н}}$, $u_{\text{к С-Н}}$ (для двухобмоточных трансформаторов $u_{\text{к}}$), %;
- потери короткого замыкания (для двухобмоточных трансформаторов $\Delta P_{\text{к}}$, для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов одно из значений $\Delta P_{\text{к В-С}}$, $\Delta P_{\text{к В-Н}}$, $\Delta P_{\text{к С-Н}}$), кВт.

Двухобмоточный трансформатор в приближенных расчетах вводится в схему замещения индуктивным сопротивлением, которое в относительных номинальных единицах составляет

$$X''_{*\text{ ном}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} ,$$

где $u_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания в процентах от номинального напряжения соответствующей обмотки трансформатора.

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора определяется потерями короткого замыкания:

$$R''_{*\text{ ном}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} 10^{-3}}{S_{\text{ном}}} ,$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ — потери активной мощности в режиме короткого замыкания, кВт; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ · А.

Схему замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов представляют в виде трехлучевой звезды с индуктивными сопротивлениями $X_{\text{В}}$, $X_{\text{С}}$, $X_{\text{Н}}$ (рис. 4.8).

Эти сопротивления не являются физическими сопротивлениями обмоток высшего, среднего и низшего напряжений, а представляют чисто математические величины, которые удовлетворяют уравнениям

$$\frac{u_{\text{к В-С}}}{100} = X''_{*\text{ В ном}} + X''_{*\text{ С ном}} ;$$

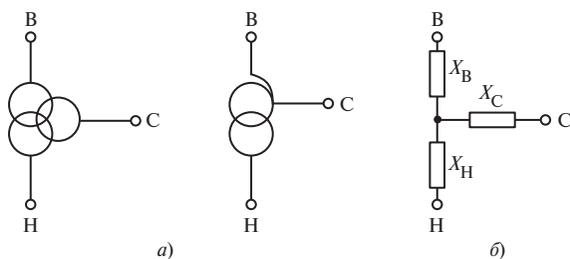


Рис. 4.8. Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор:
a — исходные схемы; *б* — схема замещения

$$\frac{u_{к\text{ В-Н}}}{100} = X_{*В\text{ ном}} + X_{*Н\text{ ном}};$$

$$\frac{u_{к\text{ С-Н}}}{100} = X_{*С\text{ ном}} + X_{*Н\text{ ном}},$$

из которых следует

$$X_{*В\text{ ном}} = \frac{0,5(u_{к\text{ В-С}} + u_{к\text{ В-Н}} - u_{к\text{ С-Н}})}{100};$$

$$X_{*С\text{ ном}} = \frac{0,5(u_{к\text{ В-С}} + u_{к\text{ С-Н}} - u_{к\text{ В-Н}})}{100};$$

$$X_{*Н\text{ ном}} = \frac{0,5(u_{к\text{ В-Н}} + u_{к\text{ С-Н}} - u_{к\text{ В-С}})}{100}.$$

Активные сопротивления обмоток определяют по отношению X/R , которое находится по известным значениям напряжения короткого замыкания и потерь мощности между какой-либо парой обмоток (например, между обмотками высшего и среднего напряжения):

$$\frac{X_{*В-С\text{ ном}}}{R_{*В-С\text{ ном}}} = \frac{u_{к\text{ В-С}}}{100} \frac{S_{\text{ ном}}}{\Delta P_{к\text{ В-С}} 10^{-3}}.$$

Это соотношение применяют для расчета активного сопротивления каждой из обмоток трансформатора

$$R_{*В\text{ ном}} = \frac{X_{*В\text{ ном}}}{\frac{X_{*В-С\text{ ном}}}{R_{*В-С\text{ ном}}}};$$

$$R_{*C \text{ ном}} = \frac{X_{*C \text{ ном}}}{X_{*B-C \text{ ном}} / R_{*B-C \text{ ном}}};$$

$$R_{*H \text{ ном}} = \frac{X_{*H \text{ ном}}}{X_{*B-C \text{ ном}} / R_{*B-C \text{ ном}}}.$$

Пересчет значений индуктивных и активных сопротивлений обмоток трансформатора к базисным единицам выполняется по (4.24) при условии, что $U_{\text{ном}} = U_{\bar{6}}$.

Двухобмоточный трансформатор с расщепленной на две части обмоткой низшего напряжения можно рассматривать как трехобмоточный. Поэтому его схема замещения также представляет собой трехлучевую звезду, индуктивные сопротивления которой составляют:

$$X_{*B \text{ ном}} = \frac{u_{к \text{ В-Н}} - 0,25 u_{к \text{ Н1-Н2}}}{100};$$

$$X_{*H1 \text{ ном}} = X_{*H2 \text{ ном}} = \frac{0,5 u_{к \text{ Н1-Н2}}}{100},$$

где $u_{к \text{ Н1-Н2}}$ — напряжение короткого замыкания между частями расщепленной обмотки низшего напряжения; $u_{к \text{ В-Н}}$ — напряжение короткого замыкания между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными частями обмотки низшего напряжения.

Активные сопротивления обмоток таких трансформаторов рассчитывают аналогично трехобмоточным трансформаторам.

Исходные параметры токоограничивающих реакторов:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ;
- номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А;
- номинальное индуктивное сопротивление X_{LR} , Ом;
- номинальный коэффициент связи $K_{\text{св}}$ (только для сдвоенных реакторов);
- потери мощности (на фазу) при номинальном токе ΔP , кВт.

В схему замещения токоограничивающий реактор вводится индуктивным сопротивлением, которое в относительных базисных единицах определяют по формуле

$$X_{*LR \bar{6}} = X_{LR} \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2},$$

а его активное сопротивление — по выражению

$$R_{LR\delta}^* = \frac{\Delta P 10^{-3}}{I_{\text{НОМ}}^2} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}.$$

Схема замещения двояного токоограничивающего реактора представляет собой трехлучевую звезду (рис. 4.9).

Индуктивное сопротивление ветви со стороны среднего зажима (т.е. зажима, обращенного в сторону источника энергии) составляет

$$X_C = K_{\text{св}} X_{LR}$$

или в относительных базисных единицах

$$X_{C\delta} = K_{\text{св}} X_{LR} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2},$$

индуктивные сопротивления двух других ветвей одинаковы и равны

$$X_{H1} = X_{H2} = (1 + K_{\text{св}}) X_{LR}$$

или в относительных базисных единицах

$$X_{H1\delta} = X_{H2\delta} = (1 + K_{\text{св}}) X_{LR} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}.$$

В этих формулах $K_{\text{св}}$ — коэффициент связи между ветвями реактора, а X_{LR} — номинальное индуктивное сопротивление реактора, т.е. индуктивное сопротивление одной ветви реактора при отсутствии тока в другой ветви. Если данные о коэффициенте связи отсутствуют, то можно принять $K_{\text{св}} = 0,5$.

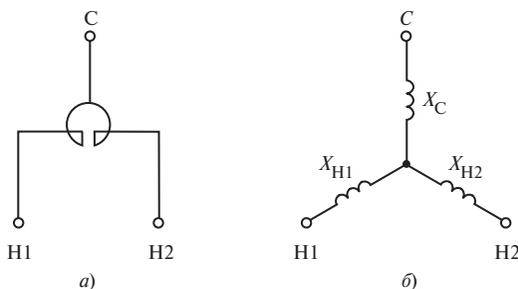


Рис. 4.9. Двойной токоограничивающий реактор:
а — исходная схема; б — схема замещения

Активное сопротивление каждой из ветвей сдвоенного реактора в относительных базисных единицах рассчитывают по формуле

$$R_{*H1\delta} = R_{*H2\delta} = \frac{\Delta P 10^3}{2I_{\text{НОМ}}^2} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2},$$

где ΔP — потери активной мощности в одной фазе реактора при номинальном токе и параллельном соединении катушек (ветвей) реактора, кВт; $I_{\text{НОМ}}$ — номинальный ток катушки реактора, А.

Исходные параметры воздушных и кабельных линий:

- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$, кВ;
- длина линии l , км;
- погонное индуктивное сопротивление $x_{\text{пог}}$, Ом/км;
- погонное активное сопротивление $r_{\text{пог}}$, Ом/км, при рабочей температуре.

Индуктивное и активное сопротивления линий в относительных базисных единицах вычисляют по выражениям

$$X_{*L\delta} = x_{\text{пог}} l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2},$$

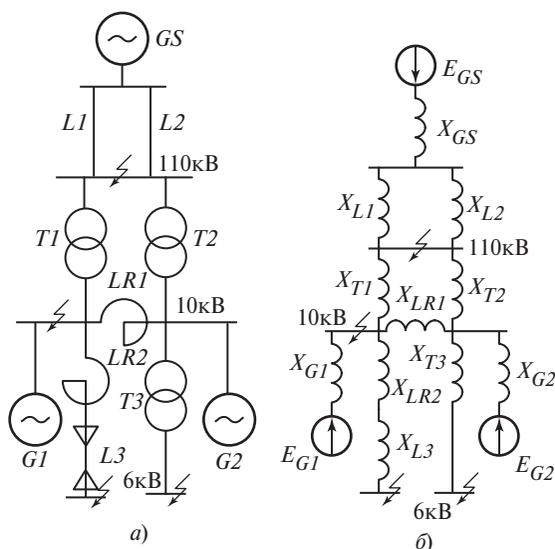


Рис. 4.10. Исходная схема (а) электростанции и ее схема замещения (б)

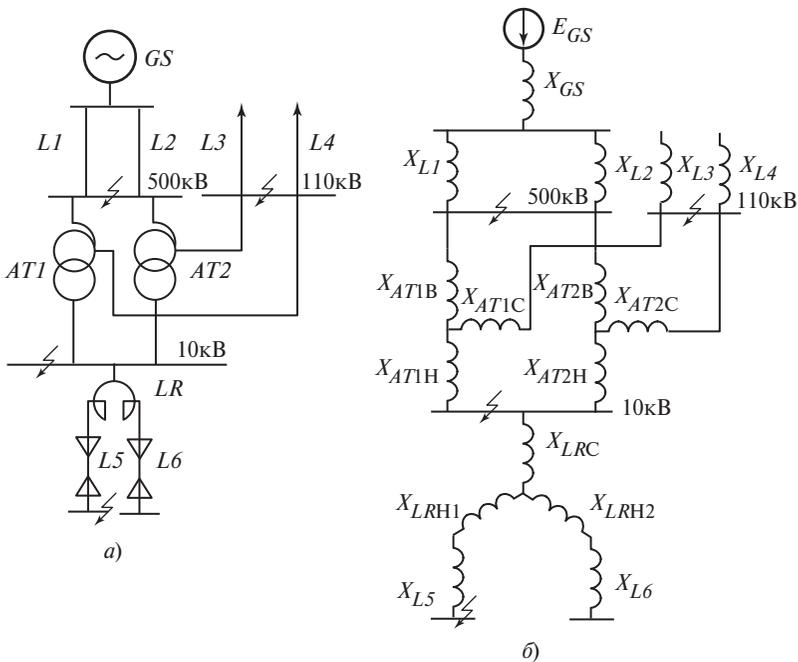


Рис. 4.11. Исходная расчетная схема (а) подстанции и ее схема замещения (б)

$$R_{L6}^* = r_{\text{пог}} l \frac{S_6}{U_6^2}.$$

Примеры исходных расчетных схем и их схем замещения приведены на рис. 4.10 и 4.11.

4.3.5. Преобразование схем замещения

При аналитических расчетах коротких замыканий и других режимов электроэнергетических систем исходные схемы замещения, в которых представлены различные элементы исходных расчетных схем, обычно посредством последовательных преобразований приводят к эквивалентным схемам замещения, содержащим эквивалентную ЭДС и эквивалентное сопротивление. Если исходная схема замещения не содержит сложных замкнутых контуров, а все источники энергии присоединены к одному узлу, то она легко может быть преобразована в эквивалентную схему. Для этого используют правила сложения последовательно и параллельно соединенных сопротивлений и заменяют несколько источников энергии, имеющих в общем случае разные ЭДС и сопротивления, одним эквивалентным источни-

ком, обладающим эквивалентной ЭДС $E_{\text{эк}}$ и эквивалентным сопротивлением $Z_{\text{эк}}$. В частности, если источники энергии в схеме замещения учтены только индуктивными сопротивлениями и ЭДС, то эквивалентная ЭДС и эквивалентное сопротивление определяются по формуле

$$E_{\text{эк}} = \frac{\frac{E_1}{X_1} + \frac{E_2}{X_2} + \dots + \frac{E_n}{X_n}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}};$$

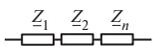
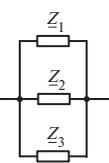
$$X_{\text{эк}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}},$$

где E_1, E_2, \dots, E_n — ЭДС отдельных источников, соединенных в одном узле; X_1, X_2, \dots, X_n — индуктивные сопротивления этих источников.

При более сложных исходных схемах замещения для определения эквивалентного сопротивления используют известные способы преобразования, такие как преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду сопротивлений, звезды сопротивлений — в эквивалентный треугольник сопротивлений, многолучевой звезды сопротивлений — в полный многоугольник сопротивлений и т.д. (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Основные формулы преобразования схем

Вид преобразования	Исходная схема	Преобразованная схема	Эквивалентный элемент преобразованной схемы
Последовательное соединение			$Z_{\text{эк}} = Z_1 + Z_2 + \dots + Z_n$
Параллельное соединение			$Z_{\text{эк}} = \frac{1}{Y_{\text{эк}}},$ где $Y_{\text{эк}} = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n;$ $Y_1 = \frac{1}{Z_1}; Y_2 = \frac{1}{Z_2};$ $Y_n = \frac{1}{Z_n}.$ При двух ветвях $Z_{\text{эк}} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}$

Вид преобразования	Исходная схема	Преобразованная схема	Эквивалентный элемент преобразованной схемы
Замена нескольких источников эквивалентным			$\dot{E}_{\text{эк}} = \frac{1}{\underline{Y}_{\text{эк}}} \sum_{k=1}^n \underline{Y}_k \dot{E}_k.$ <p>При двух ветвях</p> $\dot{E}_{\text{эк}} = \frac{\dot{E}_1 Z_2 + \dot{E}_2 Z_1}{Z_1 + Z_2}$
Преобразование треугольника в звезду			$\underline{Z}_F = \frac{\underline{Z}_{FG} \underline{Z}_{HF}}{\underline{Z}_{FG} + \underline{Z}_{GH} + \underline{Z}_{HF}};$ $\underline{Z}_G = \frac{\underline{Z}_{FG} \underline{Z}_{GH}}{\underline{Z}_{FG} + \underline{Z}_{GH} + \underline{Z}_{HF}};$ $\underline{Z}_H = \frac{\underline{Z}_{GH} \underline{Z}_{HF}}{\underline{Z}_{FG} + \underline{Z}_{GH} + \underline{Z}_{HF}}$
Преобразование трехлучевой звезды в треугольник			$\underline{Z}_{GH} = \underline{Z}_G + \underline{Z}_H \frac{\underline{Z}_G \underline{Z}_H}{\underline{Z}_F};$ $\underline{Z}_{FG} = \underline{Z}_F + \underline{Z}_G \frac{\underline{Z}_F \underline{Z}_G}{\underline{Z}_H};$ $\underline{Z}_{HF} = \underline{Z}_H + \underline{Z}_F \frac{\underline{Z}_H \underline{Z}_F}{\underline{Z}_G}$
Преобразование многолучевой звезды в полный многоугольник			$\underline{Z}_{FG} = \underline{Z}_F \underline{Z}_G \sum \underline{Y};$ $\underline{Z}_{GH} = \underline{Z}_G \underline{Z}_H \sum \underline{Y} \text{ и т.д.,}$ <p>где</p> $\sum \underline{Y} = \underline{Y}_F + \underline{Y}_G + \underline{Y}_H + \underline{Y}_J.$ <p>Аналогично и при большем числе ветвей</p>

В тех случаях, когда исходная схема замещения симметрична относительно расчетной точки короткого замыкания или какая-либо часть этой схемы симметрична относительно некоторой промежуточной точки, задачу нахождения эквивалентного сопротивления можно существенно упростить. Для этого необходимо соединить на исходной схеме замещения точки, имеющие одинаковые потенциалы, и исключить из схемы те элементы, которые при коротком замыкании будут выключены.

4.3.6. Пример расчета трехфазного короткого замыкания

Задача. Определить начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке K исходной расчетной схемы (рис. 4.12, a) и значение ударного тока короткого замыкания.

Исходные данные.

Электроэнергетическая система GS : $S_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $X_{*GS \text{ НОМ}} = 1,2$; $T_a = 0,045 \text{ с}$.

Генераторы $G1$ и $G2$ (ТФП-160-2У3): $P_{\text{НОМ}} = 160 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,85$; $U_{\text{НОМ}} = 15,75 \text{ кВ}$; $X_{*d'' \text{ НОМ}} = 0,158$; $T_a^{(3)} = 0,408 \text{ с}$, до короткого замыкания генераторы работали с 80 %-ной нагрузкой, т.е. $I_{0 \text{ НОМ}} = 0,8$.

Трансформаторы $T1$ и $T2$ (ТДЦ-200000/220): $S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $n_T = 242/15,75 \text{ кВ}$; $u_K = 11 \%$.

Линии электропередачи $L1$ и $L2$: $l = 150 \text{ км}$; $x_{\text{пог}} = 0,43 \text{ Ом/км}$.

Решение. В качестве базисных единиц принимаем $S_{\text{б}} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $U_{\text{бI}} = 230 \text{ кВ}$, $U_{\text{бII}} = 15,75 \text{ кВ}$. При этом

$$I_{\text{бI}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} U_{\text{бI}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,502 \text{ кА}.$$

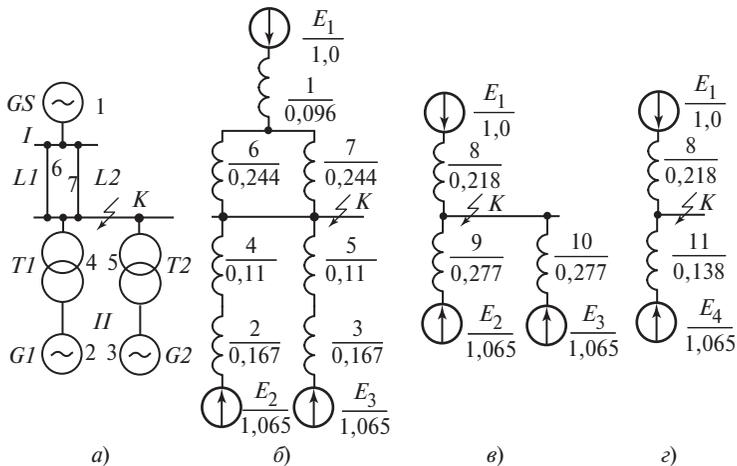


Рис. 4.12. Исходная расчетная схема (a) и схемы замещения (b , v , z) к задаче

Электродвижущая сила и сопротивления элементов, входящих в схему замещения (рис. 4.12, б), соответственно равны:

$$E_{*16} = \frac{U_{\text{ср.номI}}}{U_{61}} = \frac{230}{230} = 1,0;$$

$$E_{*26} = E_{*36} = U_{*0} + X_{*d}'' I_0 \sin \varphi_0 = 1 + 0,158 \cdot 0,8 \cdot 0,522 = 1,065;$$

$$X_{*16} = X_{*GS \text{ ном}} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 1,2 \frac{200}{2500} = 0,096;$$

$$X_{*26} = X_{*36} = X_{*d \text{ ном}}'' \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 0,158 \frac{200}{160/0,85} = 0,167;$$

$$X_{*46} = X_{*56} = \frac{u_k}{100} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{200}{200} = 0,11;$$

$$X_{*66} = X_{*76} = x_{\text{пог}} l \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,43 \cdot 150 \frac{200}{230^2} = 0,244.$$

Приводим схему замещения к виду, как показано на рис. 4.12, в:

$$X_{*86} = X_{*16} + \frac{X_{*66} X_{*76}}{X_{*66} + X_{*76}} = 0,096 + \frac{0,244}{2} = 0,218;$$

$$X_{*96} = X_{*106} = X_{*26} + X_{*46} = 0,167 + 0,11 = 0,277.$$

Приводим схему замещения к виду, как показано на рис. 4.12, г:

$$E_{*46} = E_{*26} = E_{*36} = 1,065;$$

$$X_{*116} = \frac{X_{*106}}{2} = \frac{0,277}{2} = 0,1385.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от генераторов $G1$ и $G2$, т.е. в ветви с сопротивлением X_{11}

$$I_{\text{п04}} = \frac{E_{*46}}{X_{*116}} I_{61} = \frac{1,065}{0,1385} \cdot 0,502 = 3,86 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока в этой ветви составляет

$$\begin{aligned}i_{уд4} &= \sqrt{2} I_{п04} K_{уд4} = \sqrt{2} I_{п04} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a^{(3)}}} \right) = \\ &= \sqrt{2} \cdot 3,86 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,408}} \right) = 10,74 \text{ кА.}\end{aligned}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от энергосистемы, т.е. в ветви с сопротивлением X_8 равно

$$I_{п01} = \frac{E_{*16}}{X_{*86}} I_{61} = \frac{1,0}{0,218} \cdot 0,502 = 2,30 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока в этой ветви составляет

$$\begin{aligned}i_{уд1} &= \sqrt{2} I_{п01} K_{уд1} = \sqrt{2} I_{п01} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \\ &= \sqrt{2} \cdot 2,30 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 5,85 \text{ кА.}\end{aligned}$$

Суммарное начальное значение периодической составляющей тока в месте короткого замыкания

$$I_{п0\Sigma} = I_{п01} + I_{п04} = 2,30 + 3,86 = 6,16 \text{ кА.}$$

Суммарное значение ударного тока

$$i_{уд\Sigma} = i_{уд1} + i_{уд4} = 5,85 + 10,74 = 16,59 \text{ кА.}$$

Глава пятая

ОТКЛЮЧЕНИЕ СИЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

5.1. Общие сведения

Силовые цепи переменного тока отключают с помощью специальных устройств — коммутационных электрических аппаратов. Большинство из них представляют собой коммутационные устройства, с помощью которых происходит замыкание и размыкание электрических цепей, сопровождающееся электрическим разрядом. Последний вызывает износ контактов коммутационного аппарата и, в конечном счете, определяет надежность работы и долговечность аппарата. Этот разряд в окружающей контакт среде является электрической дугой. Дуговой разряд возникает, когда значения тока и напряжения на контактах превосходят некоторые критические значения, которые зависят от материала контактов, параметров цепи, окружающей среды и многих других факторов.

Возникновение и горение дуги свидетельствует об ионизации промежутка между контактами. Для того чтобы промежуток стал проводником, необходимо создать в нем определенную концентрацию заряженных частиц — отрицательных (в основном свободных электронов) и положительных (ионов). Процесс отделения от нейтральной частицы одного или нескольких электронов, т.е. образование свободных электронов и положительно заряженных частиц — ионов называется *ионизацией*.

Физически процесс отключения цепи состоит в деионизации промежутка между контактами, т.е. в восстановлении его диэлектрических свойств и прекращении электрического разряда.

Свойства дугового разряда:

- дуговой разряд имеет место только при относительно больших токах (минимальный ток дуги для разных материалов различен);
- при дуговом разряде плотность тока на катоде чрезвычайно велика и достигает 10^2 — 10^3 А/мм²;
- температура центральной части дуги достигает 6000—25 000 К;
- падение напряжения у катода составляет всего 10—20 В и практически не зависит от тока.

5.2. Процессы при ионизации дугового промежутка

В дуговом разряде можно выделить три характерные области: околокатодную, область столба дуги и околоанодную. В каждой из областей процессы ионизации и деионизации протекают по-разному. На электрические аппараты наибольшее влияние оказывают процессы, происходящие у электродов (в околокатодной и околоанодной областях), — термоэлектронная и автоэлектронная эмиссия, и процессы, возникающие в дуговом столбе, — термическая ионизация и ионизация толчком.

Термоэлектронная эмиссия — испускание электронов из накаливаемой поверхности. При расхождении контактов резко возрастает переходное сопротивление контакта и плотность тока в последней контактной площадке. Она разогревается до расплавления и образования мостика между расходящимися контактами из расплавленного металла, который при дальнейшем расхождении контактов рвется. Здесь имеет место испарение металла контактов. На отрицательном электроде (катоде) образуется так называемое катодное пятно (раскаленная площадка), которое является основанием дуги и источником излучения электронов в первый момент расхождения контактов. Плотность тока термоэлектронной эмиссии зависит от температуры и материала катода (контакта), она невелика и может оказаться достаточной для возникновения электрической дуги, но недостаточной для ее горения.

Автоэлектронная эмиссия — испускание электронов из катода под воздействием сильного электрического поля. Место разрыва электрической цепи можно представить как конденсатор переменной емкости, значение которой в начальный момент равно бесконечности и убывает по мере расхождения контактов. Через сопротивление цепи этот конденсатор заряжается, напряжение на нем постепенно растет от нуля до напряжения сети, и одновременно увеличивается расстояние между контактами. Напряженность поля между контактами во время нарастания напряжения проходит через значение, превышающее значение напряженности электрического поля, достаточного для вырывания электронов из холодного катода (примерно 10^7 В/см). Ток автоэлектронной эмиссии также мал и может служить только началом развития дуги. Таким образом, возникновение дугового разряда на расходящихся контактах объясняется термоэлектронной и автоэлектронной эмиссией, причем преобладание той или иной из них зависит от значения отключаемого тока, материала и чистоты поверхности контактов, скорости их расхождения и ряда других факторов.

Ионизация толчком. Если свободный электрон обладает достаточной скоростью, то при столкновении с нейтральной частицей (атомом, а иногда и молекулой) он может выбить из нее электрон. В результате получится новый свободный электрон и положительный ион. Новый свободный электрон может в свою очередь ионизировать другую нейтральную частицу и т.д. Такой процесс носит название ионизации толчком. Для того чтобы электрон мог ионизировать нейтральную частицу, он должен иметь некоторую определенную скорость, которая зависит от разности потенциалов на длине его свободного пробега. Эта разность потенциалов называется потенциалом ионизации. Потенциал ионизации газов различен. Однако для паров металлов потенциал ионизации примерно в 2 раза ниже, чем для газов. Следует отметить, что не всякий электрон, имеющий скорость выше скорости, соответствующей потенциалу ионизации ионизирует нейтральные частицы, так как только часть таких электронов приходит в соприкосновение с последними. При малых скоростях (меньше скорости, соответствующей потенциалу ионизации) вероятность ионизации толчком равна нулю, при больших скоростях вероятность возрастает.

Термическая ионизация — процесс ионизации под воздействием высокой температуры. Поддержание процесса горения дуги после ее возникновения, т.е. наличие достаточного количества свободных зарядов, обеспечивается основным и практически единственным видом ионизации — термической ионизацией. При очень высокой температуре дугового столба значительно возрастает как число быстро движущихся свободных частиц, так и скорость их движения, что при столкновении последних приводит к разрушению большей их части с образованием как нейтральных, так и заряженных частиц, т.е. ионизации.

Степень ионизации является основной характеристикой термической ионизации. Она представляет собой отношение числа ионизированных атомов к общему числу атомов в дуговом столбе. Степень ионизации зависит от ионизируемого вещества (газ, пары металла), температуры и давления в дуговом столбе. Причем с ростом температуры степень ионизации увеличивается, а с ростом давления уменьшается. Пары металлов значительно быстрее ионизируются, чем пары газов.

5.3. Процессы при деионизации дугового промежутка

Одновременно с ионизацией в дуге происходит обратный процесс — деионизация, т.е. воссоединение заряженных частиц с образованием нейтральных частиц. При возникновении дуги преобладает ионизация, в устойчиво горящей дуге процессы ионизации и деионизации

одинаково интенсивны, а при преобладании деионизации дуга гаснет. Деионизация главным образом происходит за счет рекомбинации и диффузии.

Исследование процессов ионизации и деионизации показало, что основным фактором, обеспечивающим горение электрической дуги, является ее высокая температура.

5.4. Дуга переменного тока

При переменном токе напряжение источника питания изменяется синусоидально, так же меняется и ток в цепи. При частоте 50 Гц напряжение и ток изменяются быстро, и поэтому процессы, происходящие в дуге, необходимо рассматривать с помощью динамической вольт-амперной характеристики (ВАХ). При синусоидальном токе напряжение на дуге u_d (рис. 5.1, а) вначале возрастает при малом токе (точка 1), затем с увеличением тока снижается (точка 2). После прохождения тока через максимум напряжения снова возрастает из-за уменьшения тока (точка 3). В отрицательный полупериод процесс повторяется. Зависимости изменения тока в дуге и напряжения на ней во времени представлены на рис. 5.1, б.

В рассматриваемых цепях ток в дуге каждый полупериод проходит через нуль. В эти моменты дуга гаснет самопроизвольно, но в следующий полупериод она может возникнуть вновь. Ток в дуге становится равным нулю несколько раньше его естественного перехода через нуль (рис. 5.2, а). Это происходит вследствие того, что при снижении тока энергия, подводимая к дуге, уменьшается, следовательно, уменьшается и температура дуги, а термоионизация прекращается. Длительность бестоковой паузы $t_{бп}$ невелика, но она играет важную роль в гашении дуги. Если разомкнуть контакты в бестоковую паузу и развести их с достаточной скоростью на такое расстояние, чтобы

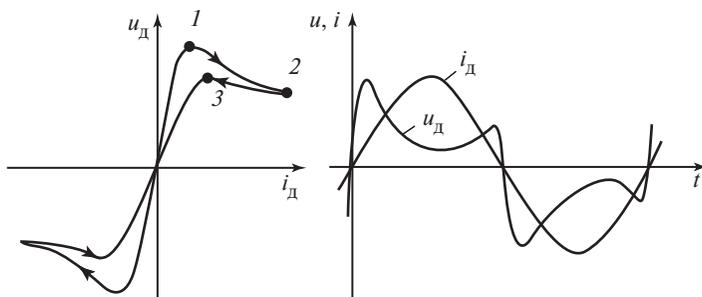


Рис. 5.1. Динамические характеристики дуги переменного тока

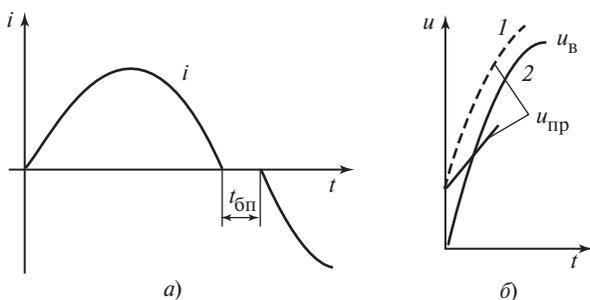


Рис. 5.2. Условия погасания дуги переменного тока:

а — погасание дуги при естественном переходе тока через нуль; *б* — рост электрической прочности дугового промежутка при переходе тока через нуль

не произошел электрический пробой, то цепь будет отключена очень быстро.

Во время бестоковой паузы интенсивность ионизации сильно падает, так как не происходит термоионизации, что приводит к постепенному увеличению электрической прочности промежутка $u_{\text{пр}}$. Для увеличения интенсивности деионизации применяются искусственные меры для охлаждения дугового промежутка и уменьшения числа заряженных частиц.

Резкое увеличение электрической прочности промежутка после перехода тока через нуль происходит главным образом за счет увеличения прочности околоскатодного пространства (в цепях переменного тока она составляет 150—250 В). Одновременно растет и восстанавливающееся напряжение $u_{\text{в}}$ на контактах. Если в любой момент времени $u_{\text{пр}} > u_{\text{в}}$ (кривая 1 на рис. 5.2, б), то после перехода тока через нуль промежуток не будет пробит и дуга не загорится вновь. Если же в какой-то момент времени $u_{\text{пр}} = u_{\text{в}}$ (кривая 2 на рис. 5.2, б), то после перехода тока через нуль промежуток будет пробит и произойдет повторное зажигание дуги. Таким образом, задача гашения дуги сводится к созданию условий, при которых выполняется неравенство $u_{\text{пр}} > u_{\text{в}}$.

Процесс нарастания напряжения между контактами зависит от параметров коммутируемой цепи. При преобладании активной составляющей в сопротивлении коммутируемой цепи напряжение на контактах восстанавливается по аperiodическому закону, если же в сопротивлении цепи преобладает реактивная составляющая, то процесс восстановления носит колебательный характер, причем частота колебаний зависит от соотношения индуктивности и емкости. Колебательный

процесс приводит к значительным скоростям восстановления напряжения, а чем больше скорость, тем вероятнее пробой промежутка и повторное зажигание дуги.

5.5. Отключение цепи переменного тока с чисто активной нагрузкой

Рассмотрим процесс отключения цепи с чисто активной нагрузкой. Пусть контакты разошлись в момент времени t_0 (рис. 5.3) и между ними загорелась дуга. К концу первого полупериода (точка O) из-за уменьшения тока сопротивление дугового промежутка и напряжение на дуге увеличиваются. При подходе тока к нулю к дуге подводится меньшая мощность и температура дуги уменьшается. Такой процесс замедляет термическую ионизацию, способствует деионизации промежутка и приводит к погасанию дуги. Напряжение, при котором дуга гаснет, называется напряжением гашения.

В процессе гашения дуги число заряженных частиц в области дугового промежутка уменьшается и сопротивление последнего после погасания дуги резко возрастает, при этом возрастает и электрическая прочность промежутка (напряжение, при котором происходит его пробой $u_{пр}$). Причем электрическая прочность промежутка начинает возрастать не с нуля, а какого-то начального значения, которое зависит от свойств дугогасительного устройства (ДУ). Чем эффективнее ДУ, тем больше начальная прочность и круче идет ее нарастание.

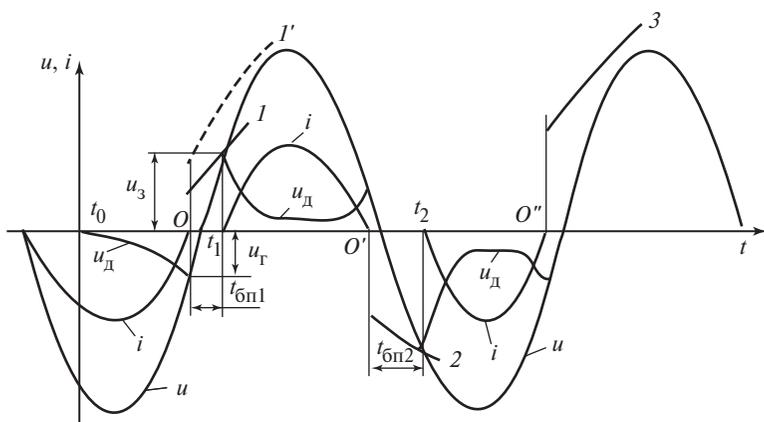


Рис. 5.3. Диаграмма отключения активной нагрузки переменного тока

Пусть электрическая прочность восстанавливается по кривой I , тогда в момент времени t_1 эта кривая пересечет кривую напряжения (кривую восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя) и дуга загорится вновь. Значение напряжения, при котором происходит зажигание дуги, называется *напряжением зажигания*. Появляющееся на контактах восстанавливающееся напряжение зависит от напряжения источника и параметров отключаемой цепи. При отключении цепи с чисто активной нагрузкой после прохождения тока к контактам будет приложено синусоидальное напряжение источника.

В точке O' дуга вновь гаснет и происходят процессы, аналогичные процессам, происходящим в точке O . Но при подходе к нулю в точке O' дуга имеет более высокую температуру по сравнению с температурой к концу бестоковой паузы $t_{пб1}$, поэтому напряжение зажигания u_3 всегда больше напряжения гашения u_r . К моменту времени, соответствующему точке O' , вследствие расхождения контактов длина дуги возрастает, увеличивается интенсивность воздействия ДУ. В результате в этой точке и начальная прочность дугового промежутка, и крутизна ее нарастания больше, чем в точке O (кривая 2), а бестоковая пауза $t_{пб2}$ увеличивается по сравнению с $t_{пб1}$. Однако и в этой точке гашение дуги не происходит, и она загорается вновь. Из-за возросшей длины дуги вследствие расхождения контактов напряжение на дуге u_d в этом полупериоде больше, чем в предыдущем. Окончательное гашение дуги происходит в точке O'' , когда кривая $u_{пр}$ идет выше кривой u_B (кривая 3).

В том случае, если электрическая прочность промежутка будет возрастать по кривой I' , гашение дуги произойдет при первом же прохождении тока через нуль.

5.6. Отключение цепи переменного тока с индуктивной нагрузкой

Рассмотрим процесс отключения цепи с большой индуктивностью. В момент размыкания контактов t_0 (рис. 5.4) между ними загорается дуга. Напряжение на дуге во времени изменяется так же, как и в предыдущем случае. В момент первого прохождения тока через нуль (точка O) дуга гаснет. Электрическая прочность промежутка увеличивается по кривой I , а на контактах восстанавливается напряжение (кривая u_{B1}). Данный процесс отличается от предыдущего тем, что в момент погасания дуги значение ЭДС источника близко к ам-

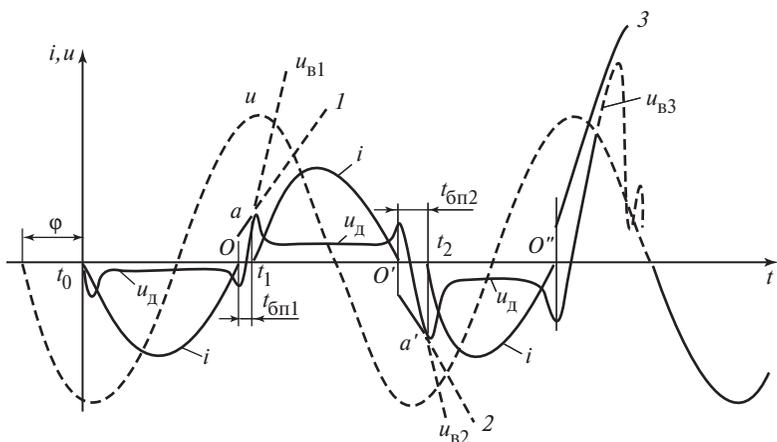


Рис. 5.4. Диаграмма отключения индуктивной нагрузки переменного тока

литудному значению, при этом напряжение на контактах восстанавливается с большой скоростью. В момент времени t_1 (точка a) электрическая прочность промежутка ниже восстанавливающего напряжения на контактах и происходит его пробой. Дуга горит еще полпериода и гаснет в точке O' . Снова начинается процесс восстановления электрической прочности промежутка (кривая 2) и восстановления напряжения на контактах (кривая u_{B2}). В момент времени t_2 (точка a') снова происходит пробой промежутка из-за того, что процессы деионизационные отстают от процесса восстановления напряжения (кривая 2 находится ниже кривой u_{B2}). Дуга вновь загорается и гаснет в точке O'' , где снова начинается процесс нарастания электрической прочности промежутка (кривая 3) и восстановления напряжения (кривая u_{B3}). Но теперь благодаря эффективному действию ДУ процессы восстановления электрической прочности идут быстрее восстановления напряжения, и дуга окончательно гаснет.

Условие гашения дуги переменного тока в общем виде можно сформулировать следующим образом. Если электрическая прочность дугового промежутка после достижения током его нулевого значения остается все время больше восстанавливающегося на контактах напряжения сети, то дуга окончательно гаснет. И наоборот, если электрическая прочность дугового промежутка после достижения током его нулевого значения остается все время меньше восстанавливающегося на контактах напряжения сети, то дуга загорается вновь.

5.7. Восстанавливающееся напряжение на контактах

Простейший контур с индуктивностью L , последовательно с которой «включен» дуговой промежуток, подвергающийся деионизации, показан на рис. 5.5. Параллельно дуговому промежутку «включена» емкость C , образуемая в результате сложения емкостей всех элементов цепи, включая и сам отключающий аппарат.

Допустим, что сразу после прохождения тока через нуль дуговой промежуток теряет проводимость (его сопротивление становится равным бесконечности), а напряжение дуги непосредственно перед прохождением тока через нуль настолько мало, что его можно не учитывать. Сразу после прохождения тока через нуль на емкости C , а следовательно, и на дуговом промежутке устанавливается мгновенное значение напряжения U_0 (рис. 5.6) источника. Процесс восстановления напряжения носит колебательный характер, а собственная частота колебаний определяется значениями индуктивности и емкости цепи:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}.$$

Наибольшая амплитуда восстанавливающегося напряжения U_{Cm} (при условии, что колебания не затухающие) составляет $2U_0$.

На рис. 5.6 показан затухающий процесс восстановления напряжения на контактах. Скорость восстановления напряжения в про-

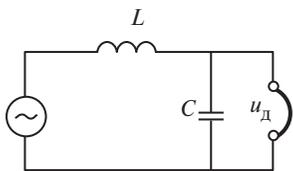


Рис. 5.5. Простейший контур с дугой

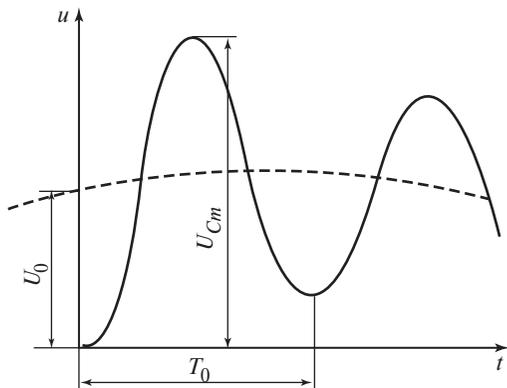


Рис. 5.6. Диаграмма восстановления напряжения на промежутке после прохода тока через нуль

стейшем контуре (см. рис. 5.5.) можно представить как некое среднее значение восстанавливающегося напряжения за четверть периода:

$$v_{\text{ср}} = \frac{U_0}{T_0/4} = \frac{U_0}{1/(4f_0)} = 4U_0f_0.$$

5.8. Способы гашения электрической дуги

К основным способам гашения электрической дуги в коммутационных электрических аппаратах напряжением до 1 кВ относятся:

- удлинение дуги;
- деление дуги на ряд коротких дуг;
- гашение дуги в узких щелях;
- движение дуги в магнитном поле.

Удлинение дуги при быстром расхождении контактов. Чем длиннее дуга, тем большее напряжение требуется для ее существования. Если напряжение источника будет меньше напряжения, требуемого для существования дуги, то дуга погаснет.

Деление дуги на ряд коротких дуг. Напряжение на дуге складывается из падений напряжения вблизи катода и анода и напряжения ствола дуги. При делении дуги с помощью дугогасительной решетки каждая из коротких дуг будет иметь свое катодное и анодное падения напряжения (в дуге постоянного тока их сумма составляет 20—25 В). Дуга погаснет, если сумма катодных и анодных падений напряжения всех коротких дуг окажется больше напряжения сети. В момент прохождения переменного тока через нуль околокатодное пространство мгновенно приобретает электрическую прочность в 150—250 В. Дуга погаснет, если электрическая прочность, складывающаяся из электрической прочности всех коротких дуг, превысит напряжение сети.

Гашение дуги в узкой щели. При горении дуги в узкой щели, образованной дугостойким материалом, дуга соприкасается с холодными стенками дугогасительной камеры. При этом происходит ее интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц в окружающую среду, что и приводит к быстрой деионизации и гашению дуги.

Движение дуги в магнитном поле. Если создать магнитное поле, направленное перпендикулярно оси дуги, то под воздействием сил взаимодействия дуги (проводника с током) с магнитным полем дуга затягивается внутрь щели дугогасительной камеры. В радиальном магнитном поле дуга начнет вращаться. Быстрое вращение и перемещение дуги способствует ее охлаждению и деионизации.

К основным способам гашения электрической дуги в коммутационных электрических аппаратах напряжением выше 1 кВ относятся:

- гашение дуги в масле;
- газоздушное дутье;
- гашение дуги в вакууме.

Гашение дуги в масле. В масляных выключателях переменного тока контакты погружены в масло. Возникающая при разрыве контактов электрическая дуга приводит к интенсивному испарению окружающего ее масла с образованием газового пузыря, состоящего в основном из водорода и паров масла (рис. 5.7). При этом водород наиболее тесно соприкасается со стволом дуги. Выделяемые с большой скоростью газы проникают непосредственно в зону горения дуги, вызывают интенсивное перемешивание холодного и горячего газов в пузыре, создают интенсивное охлаждение и деионизацию дугового промежутка, особенно в момент прохождения тока через нулевое значение. Быстрое разложение масла приводит к повышению давления в газовом пузыре, что также способствует гашению дуги, так как степень ионизации обратно пропорциональна значению давления в степени $1/2$. Давление в газовом пузыре в масляных выключателях без специальных дугогасительных устройств достигает значений порядка 0,5—1 МПа, а в выключателях, снабженных такими устройствами, и больших значений. Процесс разложения

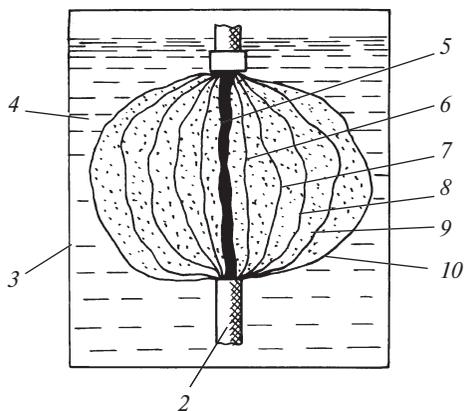


Рис. 5.7. Электрическая дуга в газовом пузыре разложения масла при простом однократном разрыве цепи с током:

1 — неподвижный контакт; 2 — подвижный контакт; 3 — стенка бака; 4 — масло; 5 — ствол дуги; 6 — водородная оболочка; 7 — зона распада; 8 — зона газа; 9 — зона пара; 10 — зона испарения

масла связан с отбором большого количества энергии дуги, что также благотворно влияет на ее гашение.

При простом гашении дуги в масле последняя окружена пузырем, заполненным парами масла и газа, находящимися в относительно спокойном состоянии. Воздействие масла на дугу при этом мало. Если дуговой разряд заключить в ограниченное замкнутое изолированное пространство, то воздействие масла на дугу существенно возрастет. Для образования такого ограниченного пространства выключатели оборудуются дугогасительными камерами, в которых обеспечивается более тесное соприкосновение масла с дугой, а также интенсивное обдувание дуги потоками газов, паров масла и самим маслом. В результате ускоряется процесс деионизации, увеличивается отвод энергии от дуги, сокращается время горения дуги.

В масляных выключателях наиболее часто применяют дугогасительные устройства, в которых дутье газопаровой смеси и масла в зоне горения дуги создается за счет энергии самой дуги (авто-

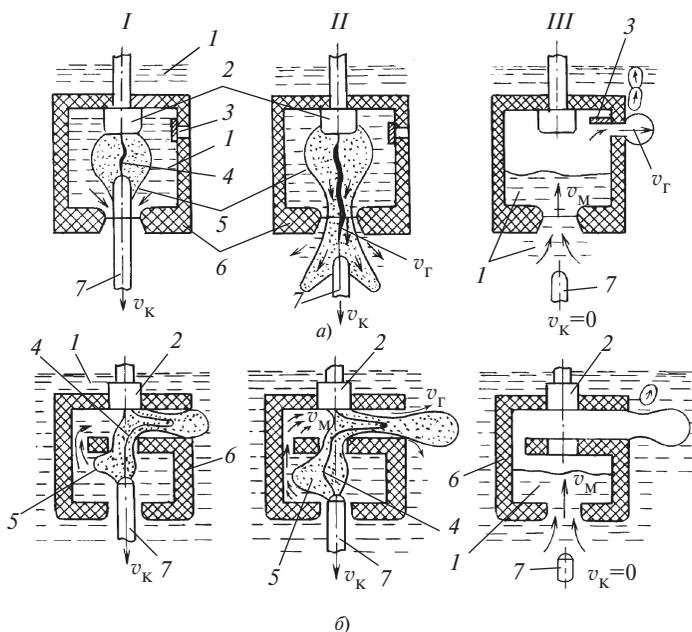


Рис. 5.8. Схемы процесса гашения дуги в камерах продольного (а) и поперечного (б) дутья:

1 — масло; 2 — неподвижный контакт; 3 — клапан; 4 — дуга; 5 — газовый пузырь; 6 — дугогасительная камера; 7 — подвижный контакт

дутье). Принципиальные схемы работы простейших дугогасительных устройств с автодутьем приведены на рис. 5.8.

Газовый пузырь, образующийся вокруг дуги, приводит к существенному повышению давления в ограниченном объеме камеры (положение I на рис. 5.8). Масло и продукты его разложения, стремясь выйти через отверстия камеры, создают интенсивное обдувание дуги потоками газопаровой смеси и масла вдоль дуги (продольное дутье, рис. 5.8, *а*) при выходе подвижного контакта из камеры (положение II на рис. 5.8, *а*) или поперек дуги (поперечное дутье, рис. 5.8, *б*) при наличии выхлопного отверстия, расположенного против места разрыва контактов (положение II на рис. 5.8, *б*). После гашения дуги камера заполняется свежим маслом из объема выключателя (положение III на рис. 5.8).

Современные масляные выключатели имеют более сложные дугогасительные камеры, в которых используются оба способа дутья и которые имеют два и более разрыва цепи.

Способ гашения дуги воздушным дутьем осуществляется в воздушных выключателях высокого напряжения. В них используется продольное и поперечное дутье воздухом под определенным давлением, который, перемещаясь с большой скоростью, удаляет из зоны горения дуги нагретые ионизированные частицы, замещая их охлажденными. Температура ствoла дуги резко падает, особенно в момент прохождения тока через нуль. Основное влияние на процесс гашения дуги оказывают давление и скорость истечения воздуха, расстояние между контактами, площадь выходного отверстия и направленность струи воздуха. Как уже было сказано, с ростом давления снижается степень ионизации, при увеличении скорости потока воздуха возрастает интенсивность охлаждения, что способствует гашению дуги. Увеличение выходного отверстия гасительной камеры приводит к увеличению скорости истечения воздуха, что также улучшает условия гашения дуги.

По отношению к стволу дуги поток воздуха может быть поперечным (поперечное дутье, рис. 5.9, *а*), продольным (продольное дутье, рис. 5.9, *б*) и продольно-поперечным (продольно-поперечное дутье, рис. 5.9, *в*). Продольное и продольно-поперечное дутье может быть как односторонним, так и двухсторонним.

Поперечное дутье весьма эффективно, но при этом расходует большое количество воздуха, а дугогасительные камеры достаточно сложны. Этот способ гашения дуги применяется в основном при напряжении до 20 кВ и токах отключения до 120 кА.

Из-за простоты и надежности преимущественно используется продольное дутье. Дугогасительная камера находится в закрытом баке, причем давление в камере намного превосходит давление в баке.

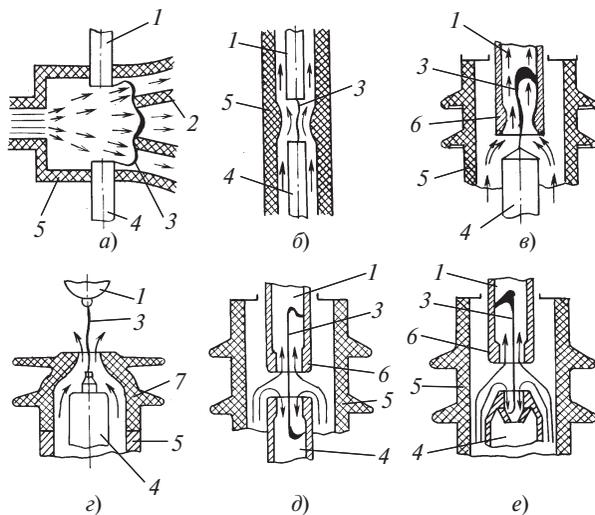


Рис. 5.9. Схемы камер с воздушным дутьем:

a — поперечное дутье; *б* — продольное одностороннее в горловине камеры; *в* — продольное одностороннее через соплообразный контакт; *г* — продольное одностороннее через изоляционное сопло; *д* и *е* — продольное двухстороннее через соплообразные контакты; 1 — неподвижный контакт; 2 — изоляционные перегородки; 3 — столб дуги; 4 — подвижный контакт; 5 — корпус камеры; 6 — металлическое сопло; 7 — изоляционное сопло

Вытекая из камеры под давлением примерно 1—4 МПа, воздушный поток направляется вдоль дуги. В сопле поток тесно соприкасается с дугой, проникает в нее, при этом образуются два потока — холодный и горячий с разными скоростями истечения, возникает интенсивное турбулентное движение, потоки перемешиваются, тем самым обеспечивая интенсивный отбор тепла от дуги.

Гашение дуги в элегазе. В выключателях для гашения дуги вместо воздуха часто используют элегаз (электротехнический газ) — шестифтористую серу (SF_6), который обладает очень высокими дугогасительными свойствами. Молекулы элегаза способны захватывать электроны, тем самым усиливая деионизацию. Образующиеся при этом малоподвижные отрицательные ионы увеличивают электрическую прочность газа. При атмосферном давлении электрическая прочность газа примерно в 2,5 раза выше, чем у воздуха, а при давлении 0,23 МПа соизмерима с электрической прочностью трансформаторного масла. Кроме того, элегаз обладает бóльшей по отношению к воздуху теплоемкостью, что способствует интенсивному отводу тепла от дуги. Высокая дугогасящая способность элегаза объясняется еще и его определенными свойствами при подходе тока к нулевому значению. Ток в дуге при подходе к нулю протекает в элегазе

по очень тонкому стволу дуги, разогретому до высокой температуры и окруженному непроводящим слоем. После прохождения тока через нуль электрическая прочность элегаза восстанавливается очень быстро, что способствует успешному отключению цепи даже при высоких скоростях восстанавливающегося напряжения. Кроме того, имея меньшую начальную восстанавливающуюся прочность промежутка по сравнению с воздушным дутьем, последняя нарастает по времени интенсивнее и существенно превышает прочность при воздушном дутье. Таким образом, сочетание тепловых и электрических характеристик элегаза обеспечивает его замечательные свойства как эффективного дугогасящего средства.

Гашение дуги в вакууме. Вакуум обладает высокими дугогасящими и изоляционными свойствами. В современных выключателях степень вакуума достигает порядка $1,33 \cdot 10^{-6}$ Па. При расхождении контактов между ними вначале образуется мостик из жидкого металла, выделяемого из материала контактов. Этот мостик очень быстро нагревается и испаряется, затем появляется дуга, которая горит в парах металла. Характерной особенностью дуги в вакууме является малое падение напряжения на ней (порядка 40 В) и только при токах 10—100 кА оно возрастает до 200 В. При прохождении тока через нуль дуга гаснет. Огромная разница в концентрации частиц в плазме дуги и в вакууме (в камере) приводит к высокой скорости диффузии зарядов из дугового промежутка, что позволяет практически мгновенно достичь его высокой начальной электрической прочности. Кроме того, скорость восстанавливающейся электрической прочности в вакууме на несколько порядков выше, чем в других дугогасящих средах.

Глава шестая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ

6.1. Классификация электрических аппаратов

Классификация электрических аппаратов может быть проведена по разным признакам, например:

- напряжению (низкое до 1 кВ и высокое свыше 1 кВ);
- роду тока (постоянный и переменный);
- выполняемым функциям (коммутационные, измерительные, компенсирующие);
- ограничениям (по току или напряжению);
- комплектным распределительным устройствам.

Электрические аппараты высокого напряжения (АВН). К коммутационным аппаратам относятся выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели; к измерительным аппаратам — трансформаторы тока и напряжения, делители напряжения; к ограничивающим аппаратам — предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений; к компенсирующим аппаратам — управляемые и неуправляемые шунтирующие реакторы.

Выключатель является самым ответственным коммутационным электрическим аппаратом. Выключатели служат для коммутации (включений и отключений) электрических цепей при номинальных режимах работы и автоматического размыкания этих цепей при аварийных режимах (перегрузках, коротких замыканиях и т.п.). Автоматическое и достаточно быстрое отключение цепи при коротком замыкании является основной и наиболее ответственной операцией выключателя, предотвращающей повреждение и разрушение дорогостоящего электрооборудования от действия больших токов короткого замыкания, а также возможные нарушения нормальной работы энергосистемы. В настоящее время выключатели выполняют на номинальные токи от нескольких сотен ампер до нескольких десятков килоампер, номинальные напряжения от 3 до 1150 кВ.

Основным фактором, определяющим конструкцию выключателя, является способ гашения дуги. Исходя из этого выключатели могут быть разделены на следующие основные группы:

- масляные выключатели, в которых гашение электрической дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения потоками газа, возникающего при разложении масла дугой;
- воздушные выключатели, в которых гашение дуги осуществляется посредством потока сжатого воздуха;
- элегазовые выключатели, в которых гашение дуги осуществляется либо потоком элегаза из внешнего резервуара, либо путем подъема его давления в камере за счет дуги, горящей в замкнутом объеме газа;
- вакуумные выключатели, в которых контакты расходятся в вакууме;
- электромагнитные выключатели, в которых на электрическую дугу, возникающую в процессе отключения, действует магнитное поле, «загоняющее» ее в керамическую гасительную камеру, где происходит охлаждение дуги и создаются условия для ее гашения;
- выключатели нагрузки — электрические аппараты, предназначенные для включения и отключения нагрузочных токов цепей вплоть до номинальных токов.

Выключатели каждой группы подразделяют по следующим признакам:

- времени действия (быстродействующие, ускоренного действия и небыстродействующие);
- числу фаз (однофазные и трехфазные);
- числу мест разрыва цепи на фазу (с одним разрывом, двумя разрывами и многократным разрывом);
- конструктивной связи с приводом (с отдельным приводом и со встроенным приводом);
- роду установки (для внутренней и наружной установок);
- наличие автоматического повторного включения (АПВ) (однократного, многократного, пофазного и быстродействующего повторного включения);
- выполняемым функциям в схемах распределительных устройств (генераторные и распределительные, последние подразделяются на фидерные и подстанционные).

Генераторные выключатели характеризуются большими значениями номинальных токов, достигающих нескольких десятков килоампер, относительно небольшими значениями напряжений — не более 24 кВ.

Распределительные (фидерные) выключатели отличаются от генераторных малыми значениями номинальных токов (до нескольких сотен ампер), меньшим временем отключения и наличием АПВ.

6.2. Выключатели

6.2.1. Основные параметры выключателей

Среди основных параметров выключателей следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы. К основным номинальным параметрам выключателей относятся: номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее напряжение из ряда стандартных значений; номинальный ток; номинальный ток отключения.

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ — линейное напряжение трехфазной системы, в которой аппарат предназначен работать, определяющее уровень изоляции электрического оборудования.

Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ — действующее значение наибольшего тока из стандартного ряда, который аппарат способен длительно проводить при заданном номинальном напряжении и номинальной частоте при условии, что температура токоведущих частей выключателя не превышает допустимую температуру по условиям их нагрева в продолжительном режиме.

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется номинальным током отключения $I_{\text{откл.ном}}$. Номинальный ток отключения — наибольший ток короткого замыкания (действующее значение периодической составляющей), который выключатель способен отключить при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения.

Ток отключения состоит из периодической и аperiodической составляющих. Номинальный ток отключения определяется действующим значением периодической составляющей в момент расхождения контактов. Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания определяется в момент расхождения контактов и оценивается параметром, равным отношению аperiodической составляющей тока к амплитуде периодической составляющей тока в момент расхождения контактов.

Номинальный ток включения $I_{\text{вкл.ном}}$ — наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении.

Номинальная длительность короткого замыкания характеризуется способностью выключателя выдерживать во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости (ударный ток) и ток термической стойкости.

Переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) возникает на контактах выключателя при гашении электрической дуги. Максимальное значение ПВН и скорость его восстановления (du/dt) зависят

от параметров отключаемой сети. Воздушные выключатели очень чувствительны к скорости нарастания ПВН, элегазовые выключатели менее чувствительны к этому параметру, а масляные более чувствительны к максимальному значению ПВН.

Что касается вакуумных выключателей, то ПВН практически не влияет на процесс его отключения.

6.2.2. Выключатели масляные

Различают выключатели масляные баковые — с большим объемом масла, в которых масло является дугогасящей средой и изоляцией, и выключатели маломасляные — с малым объемом масла, в которых масло является только дугогасящей средой. На напряжения 35—220 кВ применяют баковые выключатели. Маломасляные выключатели являются основными на напряжение до 10 кВ кроме выключателей серии ВМТ, применяемых на напряжение до 220 кВ.

Выключатели масляные баковые на напряжение до 20 кВ и относительно малые токи отключения выполняются большей частью однобаковыми (три полюса в одном баке), на напряжение 35 кВ и выше — трехбаковыми (каждая фаза в отдельном баке) с общим или индивидуальными приводами. Выключатели снабжаются электромагнитными или пневматическими приводами. Основой конструкции выключателя (рис. 6.1) является бак цилиндрической или эллипсоидальной формы, внутри которого и на нем монтируются контактная и дугогасительные системы, вводы и привод. Бак заполнен до определенного уровня трансформаторным маслом. Между поверхностью масла и крышкой бака имеется воздушная буферная подушка, занимающая от 20 до 30 % объема бака и сообщающаяся с окружающим пространством через газоотводную трубку. Воздушная подушка снижает давление, передаваемое на стенки бака при отключении, исключает выброс масла из бака и предохраняет выключатель от взрыва при чрезмерном давлении. Высота уровня масла над местом разрыва контактов должна быть такой, чтобы исключить выброс в воздушную подушку горячих газов, выделяющихся при отключении вследствие разложения масла, что при определенных их соотношениях может привести к образованию взрывчатой смеси (гремучего газа) и взрыву выключателя. Высота уровня масла над местом разрыва контактов определяется номинальными напряжениями и током отключения.

При напряжениях 3—6 кВ и малых отключаемых токах применяется простой разрыв в масле. При напряжениях 10 кВ и выше в зависимости от отключаемого тока используются как простые, так и более сложные дугогасительные устройства с продольным, поперечным, продольно-поперечным дутьем, с одно- и многократным разры-

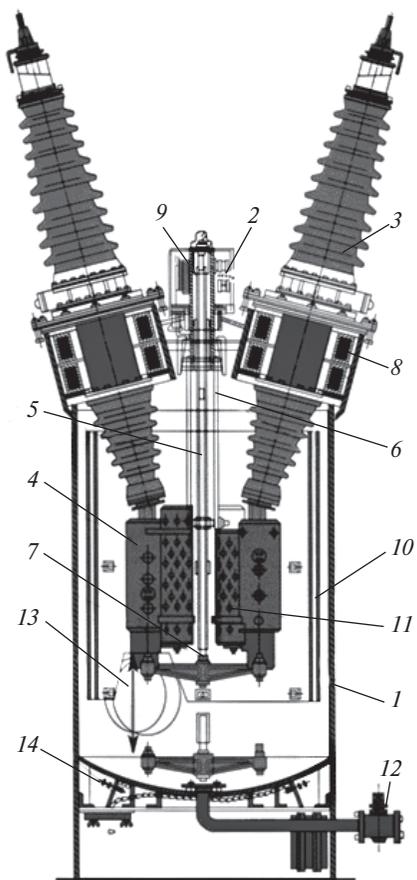


Рис. 6.1. Разрез фазы выключателя МКП-110М:

1 — бак; 2 — приводной механизм; 3 — высоковольтный ввод; 4 — дугогасительная камера; 5 — штанга; 6 — направляющее устройство; 7 — траверса; 8 — трансформаторы тока; 9 — блок-контакты; 10 — изоляция бака; 11 — шунтирующий резистор; 12 — маслоспускной кран; 13 — люк для персонала; 14 — устройство подогрева масла

вом. Дугогасительное устройство выключателя МКП-110М приведено на рис. 6.2.

При отключении выключателя сначала размыкаются рабочие, а затем дугогасительные контакты, между которыми возникает дуга, создающая повышенное давление в дугогасительной камере. После отключения камера заполняется свежим маслом. Масляные баковые выключатели имеют встроенные трансформаторы тока. На внутреннюю часть проходного изолятора надеты и укреплены под крышкой выключателя сердечники (один или два на изолятор) со вторичными

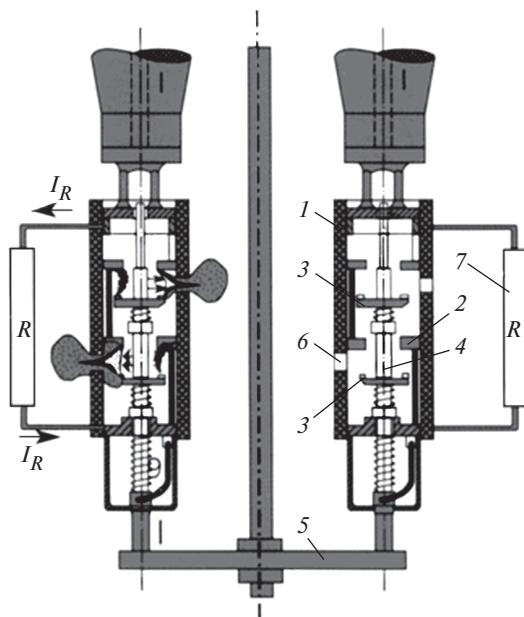


Рис. 6.2. Разрез дугогасительной камеры масляного выключателя МКП-110М:

1 — гетинаксовый цилиндр; *2* — неподвижные контакты; *3* — подвижные контакты; *4* — изолирующая штанга; *5* — траверса; *6* — выхлопное отверстие; *7* — шунтирующий резистор

обмотками. Токоведущий стержень проходного изолятора служит первичной обмоткой.

Выключатели маломасляные отличаются от масляных баковых выключателей тем, что масло в них является только дугогасящей средой, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства относительно земли осуществляется с помощью твердых изоляционных материалов (изоляторов). Объем и масса заливаемого в цилиндры масла у этих выключателей значительно меньше по сравнению с баковыми выключателями. На рис. 6.3 приведен общий вид выключателя типа ВМПЭ-10, а на рис. 6.4 — разрез его полюса.

Для повышения стойкости контактов к действию электрической дуги и увеличения срока их службы съемный наконечник подвижного контакта и верхние торцы ламелей неподвижного розеточного контакта облицованы дугостойкой металлокерамикой.

Особенностью конструкции **маломасляного генераторного выключателя** является токопровод, имеющий два параллельных контура: основной, контакты которого расположены открыто, и дугогасительный, контакты которого находятся в дугогасительных каме-

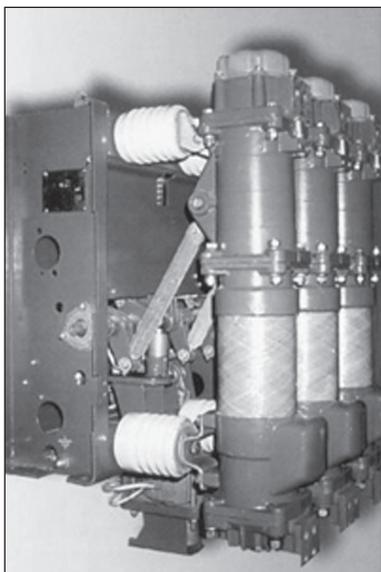


Рис. 6.3. Общий вид выключателя ВМПЭ-10

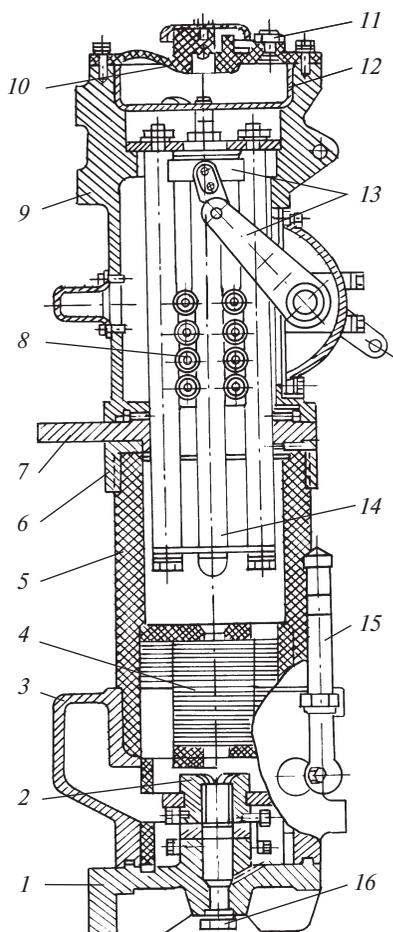


Рис. 6.4. Разрез полюса выключателя ВМПЭ-10:

1, 7 — нижняя и верхняя крышки (токоподводы); 2 — неподвижный розеточный контакт; 3, 6 — металлические фланцы; 4 — дугогасительная камера продольного дутья; 5 — изолированный цилиндр; 8 — роликовое токосъемное устройство; 9 — алюминиевый корпус; 10 — крышка с отверстием; 11 — пробка; 12 — маслоотделитель; 13 — приводной механизм; 14 — подвижный контакт; 15 — маслоуказатель; 16 — маслопускная пробка



Рис. 6.5. Общий вид генераторного выключателя МГГ-10

рах внутри бака. На рис. 6.5 представлен общий вид генераторного выключателя МГГ-10, а на рис. 6.6 — его схема работы.

Основной контур образуют токоподвод 7, токоведущая шина 6, основные контакты 5, основная шина траверсы 4 и соответствующие позиции 5, 6 и 7 второго бака. Дугогасительный контур состоит из основной шины 6, медных скоб 8, соединяющих основную шину с баком, стенки бака 3, неподвижного дугогасительного контакта 9, дуги (в момент отключения) 10, подвижного дугогасительного контакта 11 и соответствующих позиций 11, 10, 9, 3, 8, 6 второго бака. При включенном положении выключателя оба контура работают параллельно. Преобладающая часть тока проходит через основной контур, имеющий по сравнению с дугогасительным значительно меньшее сопротивление. При отключении размыкаются основные контакты, а так как дуга на них не возникает, весь ток переходит в дугогасительный контур. Затем размыкаются дугогасительные контакты и отключают цепь. Выключатели выполняются с двукратным разрывом на фазу, с камерами различной конструкции.

Выключатель маломасляный для внешней установки ВМТ-110 показан на рис. 6.7. Выключатель состоит из трех основных частей: гасительных устройств, помещенных в фарфоровые рубашки, фар-

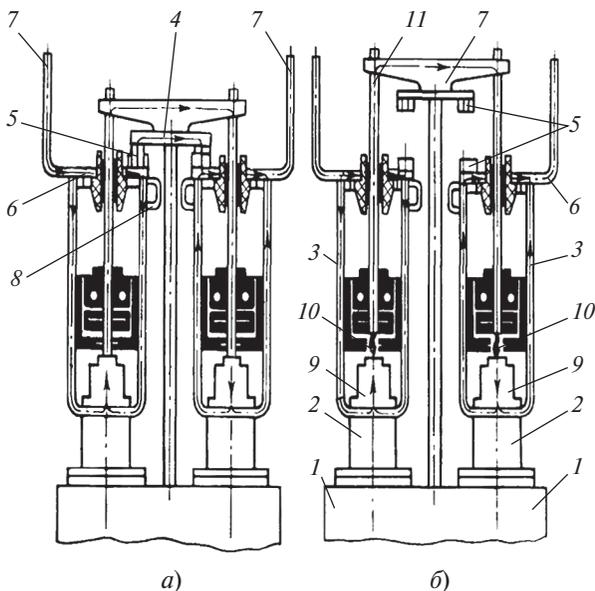


Рис. 6.6. Схема работы выключателя МГУ-10:

a — включенное положение; *б* — момент отключения; 1 — основание; 2 — опорный изолятор; 3 — стенка бака; 4 — шина траверсы; 5 — основные контакты; 6 — токоведущая шина; 7 — токоподвод; 8 — медная скоба; 9—11 — дугогасительные контакты; 10 — дуга

форовых опорных колонок и основания (рамы). Изоляционный цилиндр, охватывающий дугогасительное устройство, защищает фарфоровую рубашку от больших давлений, возникающих при отключении. Число разрывов на фазу может быть один, два и больше.

На рис. 6.8 показан разрез нижней камеры выключателя, а на рис. 6.9 и 6.10 дугогасительное устройство и дугогасительная камера соответственно.

Достоинствами масляных выключателей являются простота конструкции, большая отключающая способность и независимость от атмосферных явлений. К недостаткам, особенно баковых выключателей, относятся наличие большого количества масла, что приводит к большим массогабаритным показателям как самих выключателей, так и распределительных устройств, повышенной пожарной и взрывоопасности, необходимости специального масляного хозяйства.

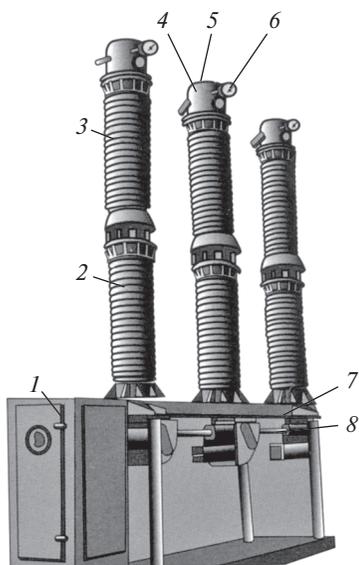


Рис. 6.7. Выключатель ВМТ-110:

1 — привод выключателя; 2, 3 — фарфоровые полые изоляторы; 4 — маслоуказатель; 5 — колпак полюса; 6 — манометр; 7 — стальная рама; 8 — приводной механизм

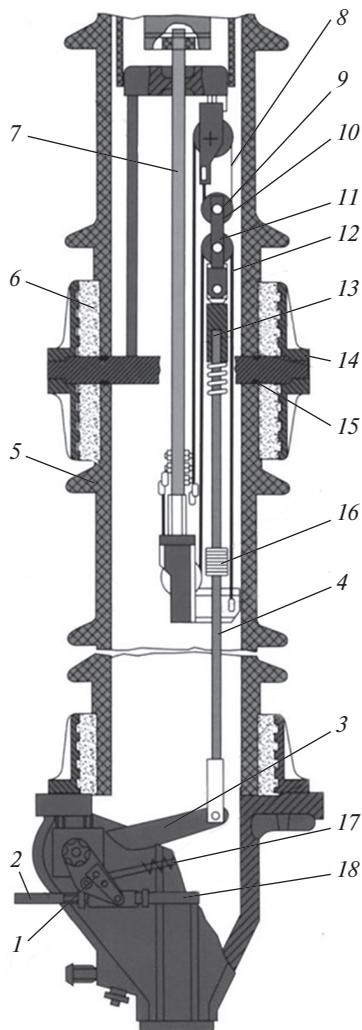


Рис. 6.8. Разрез нижней части выключателя ВМТ-110:

1, 3 — рычаги; 2, 18 — тяги приводного механизма; 4 — изоляционная тяга; 5 — фарфоровый изолятор; 6 — цементная мастика; 7 — подвижный контакт; 8, 12 — тросы; 9, 11 — ролики; 10 — подвижная колодка; 13 — серьга; 14 — резьбовая муфта; 15 — кольцо уплотнения; 16, 17 — отключающие пружины

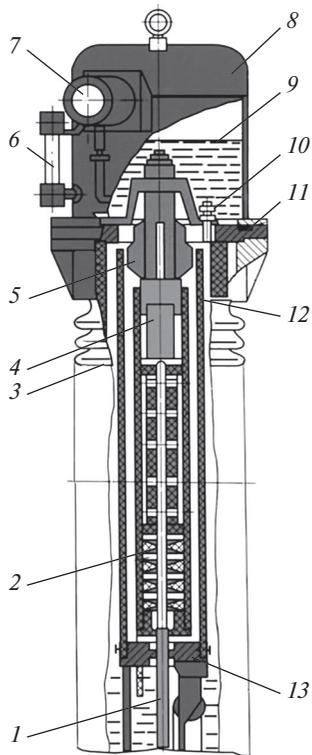


Рис. 6.9. Дугогасительное устройство выключателя ВМТ-110:

1 — подвижный контакт; 2 — дугогасительная камера; 3 — фарфоровый изолятор; 4 — неподвижный контакт; 5 — токовод; 6 — маслоуказатель; 7 — манометр; 8 — колпак полюса; 9 — буферная полость; 10 — гайка; 11 — уплотняющее кольцо; 12 — цилиндр из стеклопластика; 13 — крышка камеры

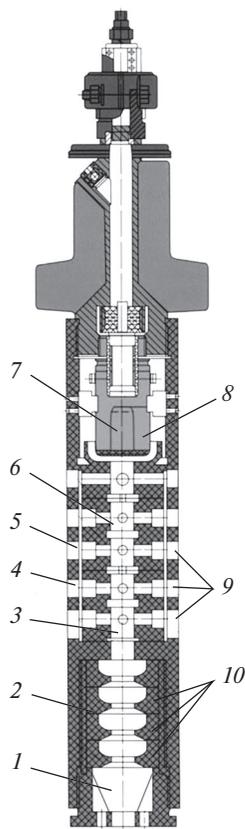


Рис. 6.10. Дугогасительная камера выключателя ВМТ-110:

1 — вкладыши; 2 — стеклопластиковый цилиндр; 3 — центральное отверстие; 4 — выхлопное отверстие; 5 — вкладыш; 6 — дуговая щель; 7 — подвижный контакт; 8 — неподвижный контакт; 9 — выхлопные окна; 10 — масляные карманы

6.2.3. Выключатели воздушные

Современный воздушный выключатель является сложным пневматическим аппаратом автоматического действия, в котором все основные операции (гашение дуги, создание изоляционного промежутка между контактами выключателя в отключенном положении) осуществляются сжатым воздухом. В связи с этим принципиальная схема воздушного выключателя в значительной мере определяется

способом подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство. В воздушном выключателе в процессе отключения должно быть обеспечено быстрое нарастание давления в дугогасительном устройстве и подача достаточного количества сжатого воздуха к месту гашения дуги в течение заданного промежутка времени. Существует четыре вида наиболее характерных конструктивных схем воздушных выключателей.

1. Заземленный резервуар выключателя со сжатым воздухом одновременно является и основанием выключателя. На основании установлен изоляционный воздухопровод, по которому сжатый воздух подается к дугогасительному устройству, расположенному в изоляционной крышке. В выключателях на невысокие классы напряжения один резервуар может обеспечивать сжатым воздухом все три полюса выключателя. С ростом номинального напряжения расстояние между дугогасительным устройством, находящимся под высоким потенциалом, и заземленным резервуаром сжатого воздуха увеличивается. Это приводит к падению давления воздуха в канале опорной колонки и отрицательно сказывается на гашении дуги.

2. Резервуар выключателя со сжатым воздухом находится под высоким потенциалом вблизи дугогасительного устройства. После открытия дутьевого клапана сжатый воздух сразу же поступает в дугогасительное устройство, что повышает быстродействие выключателей. При близком расположении резервуара к дугогасительному устройству повышается давление сжатого воздуха в процессе отключения, что улучшает условия гашения дуги. Кроме того, в таких выключателях исключается необходимость в длинных изоляционных воздухопроводах, рассчитанных на высокое давление сжатого воздуха.

3. Дугогасительное устройство выключателя находится непосредственно в металлическом резервуаре с сжатым воздухом. В этом случае для ввода высокого напряжения в дугогасительную камеру необходимы специальные изоляторы. Дугогасительные устройства таких выключателей постоянно заполнены сжатым воздухом, и обдув дуги начинается с момента открытия дутьевого клапана, расположенного в выхлопной части камеры. При использовании дугогасительных устройств с двухсторонним дутьем может возникнуть необходимость в дополнительных дутьевых клапанах.

В выключателях первой и второй групп сжатый воздух поступает в дугогасительные устройства только в процессе отключения (во время гашения дуги), так как дутьевой клапан, как правило, расположен на входе дугогасительных устройств. В выключателях тре-

твией группы из-за постоянства давления сжатого воздуха в резервуаре в 6—8,5 МПа, где находится дугогасительное устройство, условия истечения сжатого воздуха наиболее благоприятны для гашения дуги. В одном резервуаре обычно устанавливаются два дугогасительных разрыва. Такие выключатели выпускаются на все классы напряжения от 110 кВ и выше, включая наивысший в настоящее время класс напряжения 1150 кВ.

4. Изоляционная дугогасительная камера выполняется из высокопрочного стеклопластика. В этих выключателях давление и условия истечения сжатого воздуха также благоприятны для гашения дуги, как и в выключателях третьей группы. Вместе с тем применение изоляционной дугогасительной камеры позволяет отказаться от изоляционных вводов, являющихся самым ненадежным элементом в конструкции выключателей, а также уменьшить массу и габариты частей, находящихся под высоким напряжением. По своим технико-экономическим показателям выключатели с изоляционными дугогасительными камерами из стеклопластика наиболее совершенны и перспективны.

Отличительной особенностью современных выключателей высокого напряжения является модульный принцип построения. Это обеспечивает возможность применения однотипных элементов (модулей) для создания выключателей на напряжения 110—1150 кВ. В настоящее время широко используются воздушные выключатели с металлическими дугогасительными камерами, заполненными сжатым воздухом. Для увеличения отключающей способности давление сжатого воздуха должно быть повышено.

По назначению воздушные выключатели разделяют на следующие группы:

- сетевые на напряжения от 6 кВ и выше, предназначенные для пропускания и коммутирования тока в нормальных условиях работы цепи, а также для пропускания в течение заданного времени и коммутирования тока в заданных ненормальных условиях, таких как условия короткого замыкания;
- генераторные на напряжения от 6 до 20 кВ, применяемые в цепях электрических машин (генераторов, синхронных компенсаторов, мощных электродвигателей) и предназначенные для пропускания и коммутаций тока в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при коротких замыканиях.

На рис. 6.11 представлен общий вид выключателя ВВБ-220, а на рис. 6.12 — принципиальная схема его дугогасительной камеры.

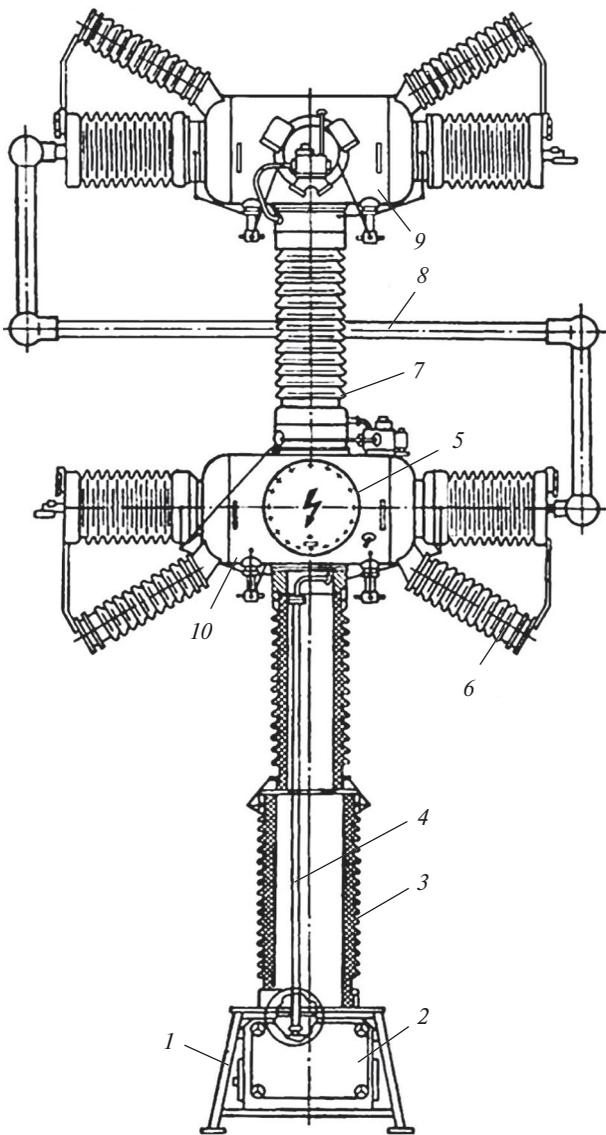


Рис. 6.11. Общий вид выключателя ВВБ-220:

1 — рама; 2 — шкаф управления; 3 — опорный изолятор; 4 — воздуховод; 5 — ревизионный люк; 6 — конденсатор; 7 — промежуточный опорный изолятор; 8 — токоведущая перемычка; 9, 10 — дугогасительные камеры

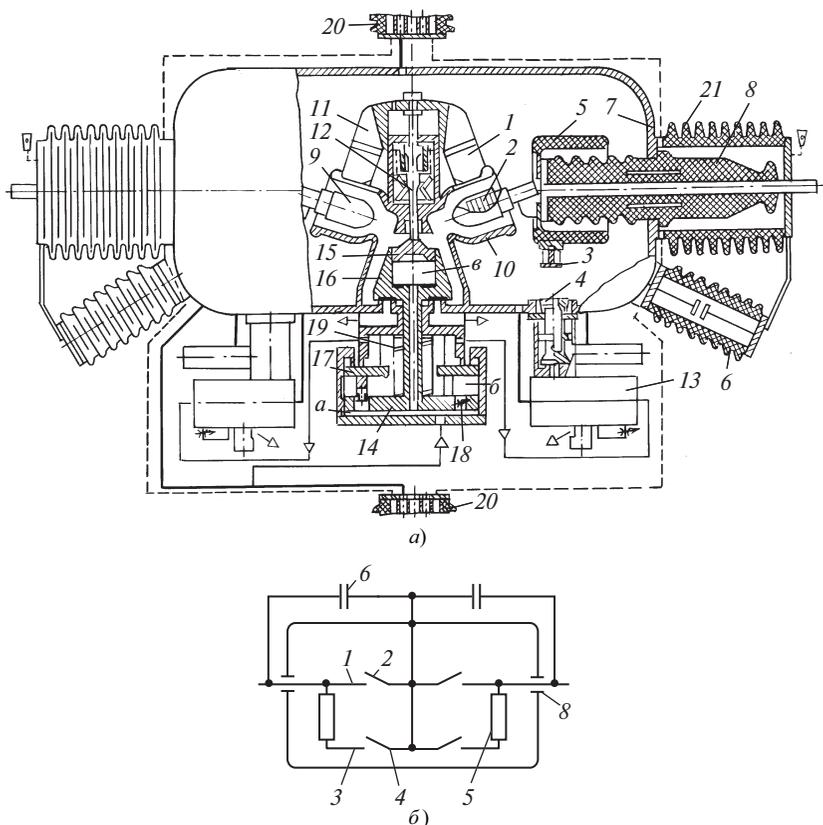


Рис. 6.12. Устройство (а) и поясняющая схема (б) дугогасительной камеры:

1 — контактные ножи; 2 — главный контакт; 3, 4 — вспомогательные контакты; 5 — шунтирующий резистор; 6 — конденсаторы; 7 — стальной резервуар; 8 — эпоксидные вводы; 9, 10 — дутьевая система; 11 — траверса; 12 — шток; 13 — управляющий механизм; 14, 15 — поршни; 16 — дутьевой клапан; 17 — шайба; 18 — игла; 19 — пружина; 20 — опорный изолятор; 21 — рубашка

Дугогасительная камера имеет два главных 1, 2 и два вспомогательных 3, 4 контакта. Главные контакты отключают основной ток. Каждый из них зашунтирован резистором, служащим для выравнивания распределения напряжения между разрывами в процессе отключения и снижения скорости восстановления напряжения. Для тех же целей используются и шунтирующие конденсаторы 6. Вспомогательные (сопровождающие контакты) отключают ток, протекающий через шунтирующие резисторы. Контактная система со своим механизмом и дутьевой клапан встроены в стальной резервуар 7. С двух сторон резервуара через эпоксидные вводы 8, защищенные фарфоро-

выми крышками 21, осуществляется подвод тока. На внутренней стороне токоведущего стержня установлен шунтирующий резистор 5. Неподвижный главный контакт 2 имеет пять пар контактных пальцев, собранных в медном корпусе, экранированном вместе с пальцами биметаллическим стаканом, являющимся при гашении дуги одним из электродов, образующим дутьевую систему 9, 10. Подвижные главные контактные ножи 1 с припаянными серебряными пластинами установлены на траверсе 11, которая укреплена на штоке 12. Неподвижные вспомогательные контакты 3 выполнены подпружиненными и укреплены непосредственно на шунтирующих резисторах. Каждый подвижный вспомогательный контакт 4 имеет свой управляющий механизм 13. При включении пневмосистема управления осуществляет сброс давления в атмосферу из полости (а) и из полости (в), сообщающейся с полостью (а) через полый шток. При этом за счет разности давлений в полости (в) и в резервуаре траверсы с контактной системой 11, связанная с поршнем 15, при помощи штока 12 идет на включение. Включение сопровождающих контактов 4 происходит с запаздыванием по отношению к включению главных контактов. При отключении система управления подает давление в полость (а) и через полый шток в полость (в). Движение поршня 14 через полый шток передается дутьевому клапану 16, поршню механизма траверсы 15 и через шток 12 к траверсе 11 с укрепленными на ней подвижными контактами 1. В конце хода поршня 14 шайба 17 закрывает выход сжатому воздуху из полости (б) в атмосферу. Дутьевой клапан 16 открыт. В то же время сжатый воздух из полости (а) перетекает в полость (б) через регулируемое перепускное отверстие в поршне 14, закрытое иглой 18. Когда давление в полости (б) достигает определенного значения, поршень 14 под действием пружины 19 возвращается в исходное положение и дутьевой клапан 16 закрывается, поэтому размыкание главных контактов 1, 2 происходит после открытия дутьевого клапана. Таким образом обеспечивается интенсивное воздушное дутье, за счет чего дуга перебрасывается с главных контактов 1, 2 в дутьевую систему 9, 10. Дуга устанавливается между противоэлектродом и оконечностью биметаллического стакана 9 и гаснет при переходе тока через нуль. При этом перед переходом тока через нуль (от сотен микросекунд до миллисекунд) происходит переброс тока в шунтирующий резистор 5. Отключение вспомогательных контактов 3, 4 происходит с запаздыванием (примерно на 0,035 с) относительно отключения главных контактов. Штриховыми линиями показаны воздухопроводы, связывающие внутренние полости фарфоровых изоляторов (опорных 20 или рубашек 21). Внутренние полости элементов имеют незначи-

тельный перепад давления по отношению к окружающей среде $(6 \div 12) \cdot 10^3$ Па. Этим достигается необходимая электрическая прочность по внутренней поверхности фарфоровых элементов. Поэтому все воздушные выключатели должны иметь соответствующее компрессорное хозяйство, обеспечивающее непрерывный расход воздуха на вентиляцию до 1500 л/ч.

6.2.4. Выключатели элегазовые

Одним из быстро развивающихся направлений создания новых конструкций выключателей переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения, отличающихся меньшими габаритными размерами и отвечающих требованиям современной энергетики по коммутационной способности и надежности, является применение дугогасящих сред, более эффективных по сравнению с воздухом и маслом. К такой дугогасящей среде относится элегаз, использование которого для вышеуказанных целей обусловлено удачным сочетанием в нем высоких изоляционных и дугогасящих свойств.

В зависимости от номинальных напряжения и тока отключения в элегазовых выключателях применяются различные способы гашения дуги. В отличие от воздушных дугогасительных устройств в элегазовых дугогасительных устройствах истечение газа через сопло при гашении дуги происходит не в атмосферу, а в замкнутый объем камеры, заполненный элегазом при относительно небольшом избыточном давлении.

По способу гашения дуги в элегазе различают следующие элегазовые выключатели:

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

Дугогасительная камера является наиболее технологически сложным элементом выключателя. Для элегазовых выключателей разра-

ботаны компрессионная и автокомпрессионная дугогасительные камеры.

На рис. 6.13 представлена схема работы компрессионной камеры.

В замкнутом положении контакты выключателя замкнуты, и ток проходит от верхнего токопровода к нижнему через главные контакты и компрессионный цилиндр. При операции отключения подвижные части главного и дугогасящего контактов, а также компрессионный цилиндр и сопло, составляющие единый подвижный узел, сдвигаются в разомкнутое положение. Когда подвижный узел двигается в направлении разомкнутого положения контактов, клапан наполнения закрывается и элегаз начинает сжиматься между подвижным компрессионным цилиндром и неподвижным поршнем.

Первыми разделяются главные контакты. Благодаря этому дуга будет загораться только между дугогасящими контактами в объеме, ограниченном геометрией сопла. Во время горения дуги тело плазмы в некоторой степени блокирует движение элегаза через сопло, в результате чего в компрессионном объеме продолжает увеличиваться давление газа до того момента, когда ток проходит через нулевое значение и дуга становится сравнительно слабой. В этот момент поток элегаза под большим давлением вырывается из компрессионного объема через сопло и гасит дугу. При операции выключения клапан наполнения открывается, и элегаз может свободно проходить в компрессионный объем. Так как давление элегаза, необходимое для гашения дуги, поднимается механическим способом, то выключа-

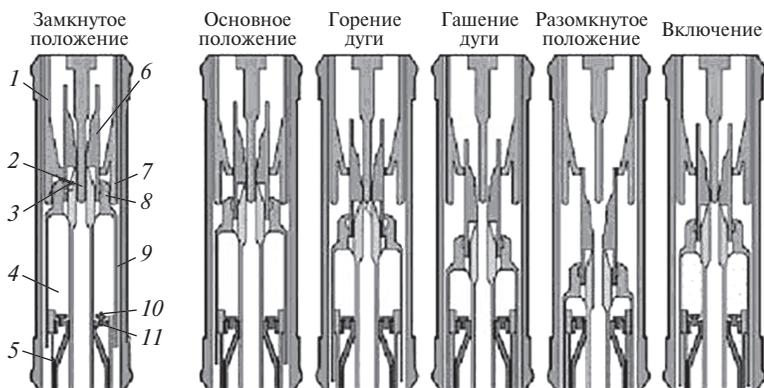


Рис. 6.13. Схема работы компрессионной камеры:

1 — верхний токопровод; 2 — неподвижный дугогасящий контакт; 3 — подвижный дугогасящий контакт; 4 — компрессионный объем; 5 — нижний токопровод; 6 — сопло; 7 — главный неподвижный контакт; 8 — главный подвижный контакт; 9 — компрессионный цилиндр; 10 — клапан наполнения; 11 — неподвижный поршень

тели с компрессионным методом гашения нуждаются в приводе большой мощности, способном преодолеть создаваемое газом давление в сжимаемом объеме, которое необходимо для отключения номинальных токов короткого замыкания. Такой привод должен обеспечить определенную скорость движения контактов, чтобы электрическая прочность образующегося межконтактного промежутка была в состоянии выдержать без повторных пробоев восстанавливающееся на контактах напряжение. В разомкнутом положении расстояние между неподвижным и подвижным контактами должно быть достаточным для того, чтобы выдержать нормированные уровни электрической прочности промежутка.

Дугогасительные устройства автокомпрессионного типа имеют преимущества главным образом при отключении больших токов (например, тока короткого замыкания). На рис. 6.14 представлена схема работы автокомпрессионной камеры.

В начале процесса отключения автокомпрессионное дугогасительное устройство работает как и компрессионное. Различие же в принципе их действия при отключении больших и малых токов проявляется только после появления дуги между подвижным и неподвижными дугогасящими контактами. Во время горения она в некоторой степени препятствует выходу потока элегаза через сопло. Так как горящая дуга имеет высокую температуру и из нее идет мощное излучение тепла, то начинается разогрев элегаза в ограниченном газовом объеме. Давление внутри как автокомпрессионного,

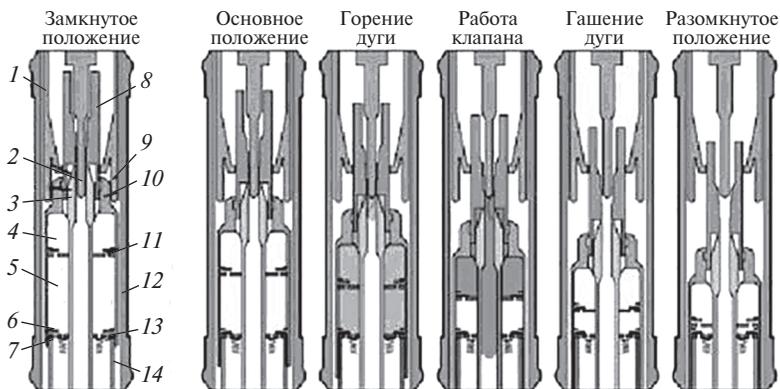


Рис. 6.14. Схема работы автокомпрессионной камеры:

1 — верхний токоподвод; 2 — неподвижный дугогасящий контакт; 3 — дугогасящий контакт; 4 — автокомпрессионный объем; 5 — компрессионный объем; 6 — клапан наполнения; 7 — неподвижный поршень; 8 — сопло; 9 — главный неподвижный контакт; 10 — главный подвижный контакт; 11 — клапан автокомпрессии; 12 — компрессионный цилиндр; 13 — клапан сброса избыточного давления; 14 — нижний токоподвод

так и компрессионного объема возрастает как из-за повышения температуры от дуги, так и вследствие сжатия газа в общем пространстве между компрессионным цилиндром и неподвижным поршнем.

Давление газа в автокомпрессионном объеме продолжает повышаться до тех пор, пока не станет достаточно высоким, чтобы закрыть специальный автокомпрессионный клапан. После его закрытия весь элегаз, необходимый для гашения дуги, теперь ограничивается замкнутым автокомпрессионным объемом, причем его давление в этом объеме дополнительно повышается только из-за нагрева дугой. Примерно в то же время давление газа в нижнем компрессионном объеме достигает уровня, достаточного для открывания клапана сброса избыточного давления. В момент прохождения тока через нулевое значение дуга становится слабой, и в этот момент поток сжатого элегаза вырывается из автокомпрессионного объема через сопло и гасит (сдувает) дугу.

При отключении слабых токов автокомпрессионные дугогасящие устройства работают, по существу, аналогично компрессионным устройствам, так как создаваемое давление элегаза недостаточно для закрытия специального автокомпрессионного клапана. В результате верхний фиксированный автокомпрессионный объем и нижний компрессионный объем формируют один общий объем сжатия. В этом случае давление элегаза, необходимое для прерывания дуги, достигается обычным механическим способом от энергии привода, т.е. как в обычном компрессионном устройстве дугогашения.

При операции включения открывается клапан наполнения, и элегаз заполняет как нижний (компрессионный), так и верхний (автокомпрессионный) объемы устройства дугогашения.

На рис. 6.15 представлен элегазовый выключатель с гашением дуги вращением.

При включенном состоянии ток течет по главному токопроводу, который состоит из верхнего *1* и нижнего *14* токовых вводов, неподвижного дугогасящего контакта *7*, подвижного контакта главного токопровода *10* и подвижного дугогасящего контакта *11*. После команды отключения привод приводит в действие вал *13*, который, вращаясь через систему уплотнения, передает механический момент рычагу *12*. Процесс отключения элегазового выключателя с вращением дуги вращением приведен на рис. 6.16.

После разрыва главного токопровода дуга горит между неподвижным и подвижным дугогасящими контактами и переходит на верхнее и нижнее кольца дуги. При этом отключаемый ток, протекая через катушку *5* верхнего и нижнего колец дуги, создает магнитное поле, под воздействием которого дуга начинает вращаться на поверхности колец, выдуваясь и охлаждаясь элегазом. При переходе тока через

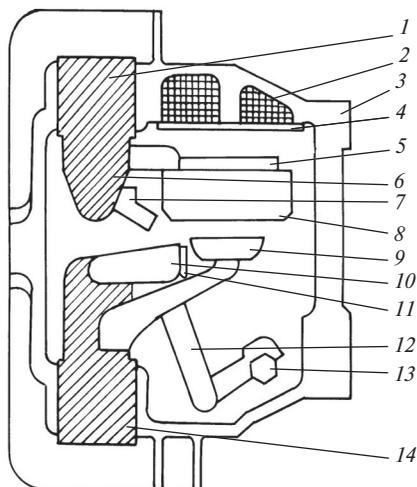


Рис. 6.15. Элегазовый выключатель с гашением дуги вращением:

1 — верхний токовый ввод; 2 — абсорбирующий материал; 3 — корпус из изолирующего материала; 4 — точки крепления; 5 — катушка; 6 — главный токовый ввод; 7 — неподвижный дугогасящий контакт; 8 — верхнее кольцо дуги; 9 — нижнее кольцо дуги; 10 — подвижный контакт главного токопровода; 11 — подвижный дугогасящий контакт; 12 — рычаг из изолирующего материала; 13 — вал с герметизирующим уплотнением; 14 — нижний токовый ввод



Рис. 6.16. Схема работы элегазового выключателя с гашением дуги вращением

нуль дуга полностью гаснет, и элегаз восстанавливает электрическую прочность промежутка между верхним и нижним кольцами.

Гибридной конструкцией автокомпрессионного выключателя и выключателя с гашением дуги вращением является так называемый автокомпрессионный элегазовый выключатель с гашением дуги вращением, принцип действия которого показан на рис. 6.17.

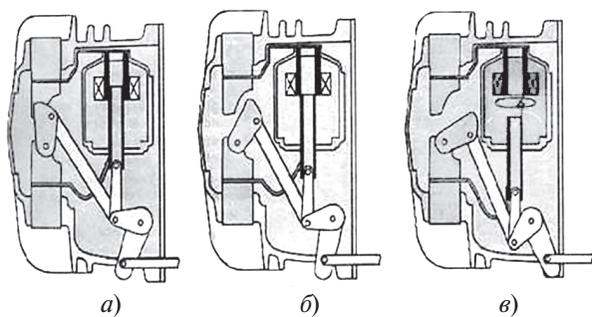
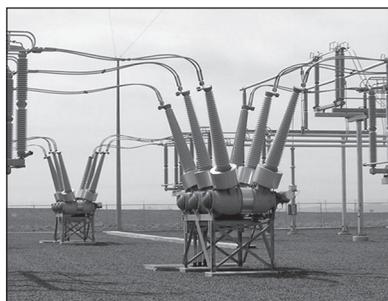


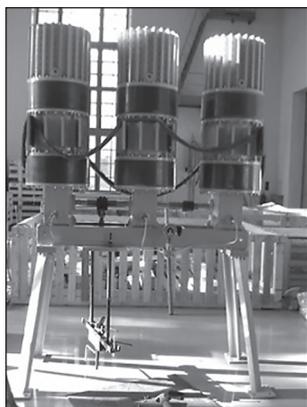
Рис. 6.17. Принцип работы автокомпрессионного элегазового выключателя с гашением дуги вращением



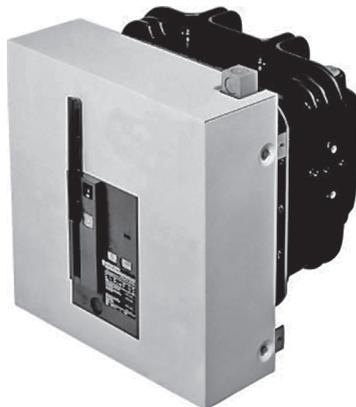
a)



б)



в)



з)

Рис. 6.18. Элегазовые выключатели:

a — колонковый на 750 кВ; *б* — баковый на 110 кВ; *в* — генераторный на 20 кВ; *з* — на 10 кВ

Во включенном состоянии выключателя (рис. 6.17, *а*) ток течет через главный токопровод. После команды отключения в начальный момент происходит разрыв главного токопровода. При этом неподвижный и подвижный дугогасящие контакты остаются замкнутыми, и отключаемый ток перераспределяется и протекает через катушку неподвижного дугогасящего контакта, подвижный дугогасящий контакт и через гибкую шину (рис. 6.17, *б*). После расхождения неподвижного и подвижного дугогасящих контактов между ними загорается дуга, которая под воздействием магнитного поля катушки вращается по поверхности неподвижного и подвижного дугогасящих контактов, выдувается и охлаждается элегазом через подвижный дугогасительный контакт под воздействием избыточного давления дугогасительной камеры (рис. 6.17, *в*). При полном расхождении контактов дуга полностью гаснет, и элегаз восстанавливает изоляционную прочность между контактами.

На рис. 6.18 показан общий вид элегазовых выключателей разных типов.

6.2.5. Выключатели вакуумные

Вакуумные выключатели — это новая ступень развития коммутационных аппаратов высокого напряжения. К достоинствам вакуумных выключателей относятся:

- высокая эксплуатационная надежность (частота отказов вакуумных выключателей на порядок ниже по сравнению с традиционными выключателями);
- высокая коммутационная износостойкость и сокращение расходов по обслуживанию (без ревизий и ремонтов число отключений рабочих токов вакуумным выключателем достигает 20 тыс., а отключений токов короткого замыкания — от 20 до 200 в зависимости от значений токов и типа выключателя);
- быстродействие и увеличенный механический ресурс (из-за малого хода контактов дугогасительной вакуумной камеры, который у вакуумных камер на 11 и 15 кВ составляет от 8 до 12 мм);
- автономность работы (вакуумная дугогасительная камера не нуждается в пополнении дугогасящей среды);
- широкий диапазон температур окружающей среды, в котором возможна работа вакуумных дугогасительных камер;
- безопасность и удобство эксплуатации (при одинаковых номинальных параметрах коммутируемых токов и напряжений, меньшая масса, бесшумная работа, экологическая безопасность и высокая пожаро- и взрывобезопасность).

Основой вакуумного выключателя является вакуумная дугогасительная камера (КДВ). На рис. 6.19 представлена камера типа КДВ-10-1600.

Внутри камеры абсолютное давление находится в диапазоне $10^{-10} \div 10^{-3}$ Па. Контактная система торцевого типа состоит из контактов 11 и дугогасящих электродов 10, спаянных с подвижным и неподвижным медными стержнями вводов. Подвижный стержень 3 соединен с фланцем 6 через сильфон 5, представляющий собой гофрированную трубку из нержавеющей стали. Контакты 11 имеют вид полых усеченных конусов с радиальными прорезями. Дугогасящие электроды 10 представляют собой диски, разрезанные спиральными прорезями на секторы. Направление спиралей в противолежащих электродах встречно. Между контактами и дугогасящими электродами имеется зазор 9. Форма контактов задает такой путь тока, при котором на дугу, возникающую при размыкании цепи, действует радиальное электродинамическое усилие, заставляющее дугу перемещаться на дугогасящие электроды. Радиальные прорези в контактах и зазор между контактами и дугогасящими электродами увеличивают плотность тока в контактах и, следовательно, радиальное электродинамическое усилие, действующее на дугу. Вместе с тем контакты имеют небольшое активное сопротивление и способны пропускать большие рабочие токи. Секторы в противолежащих дугогасящих электродах образуют пары «рельсов», по которым дуга перемещается, переходя с одной пары «рельсов» на другую, до погасания при переходе тока через нуль. Перемещение дуги на периферию обеспечивает защиту контактной поверхности от износа и потери формы.

Нормально контакты под действием атмосферного давления на подвижный контакт через сильфон 5 замкнуты. Для их размыкания к подвижному стержню 3 прикладывается усилие отключающей пружины выключателя, под действием пружины гофры сильфона сжимаются, подвижный контакт отрывается от неподвижного и перемещается вверх. При этом на месте последней контактной точки образуется расплавленный металлический мостик, из которого идет интенсивное испарение металла. Давление внутри дуги существенно выше, чем в разряженном окружающем ее пространстве, поэтому пары металла распространяются по всему объему камеры. Это приводит к резкому уменьшению проводимости канала дуги и ее гашению.

Для защиты оболочки керамического изолятора камеры от частичек металла, распыляемых дугой при отключении, применяется экранная система. Экраны 7 приварены к фланцам и находятся под их потенциалами. Экран 8 закреплен на прокладке 2, изолирован

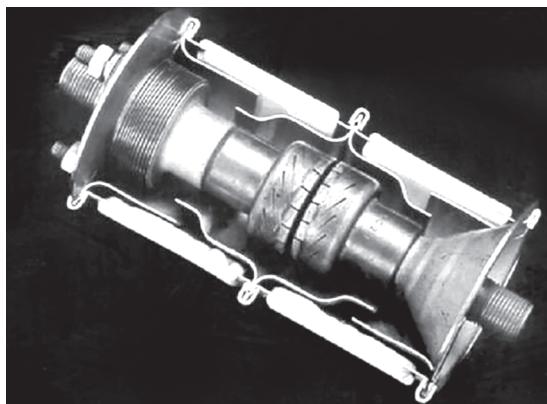
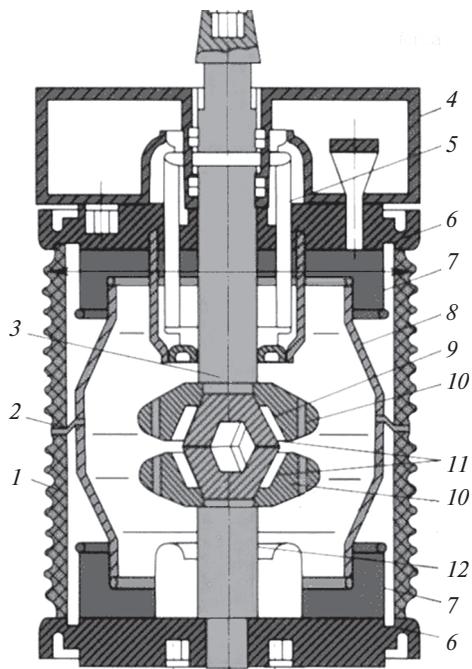


Рис. 6.19. Разрез и общий вид вакуумной дугогасительной камеры КДВ:

1 — керамический изолятор; 2 — кольцевая металлическая прокладка; 3 — подвижный контактный стержень; 4 — направляющая; 5 — сильфон; 6 — фланцы; 7 — потенциальные экраны; 8 — беспотенциальный экран; 9 — зазор; 10 — дугогасительные электроды; 11 — контакты; 12 — неподвижный контактный стержень

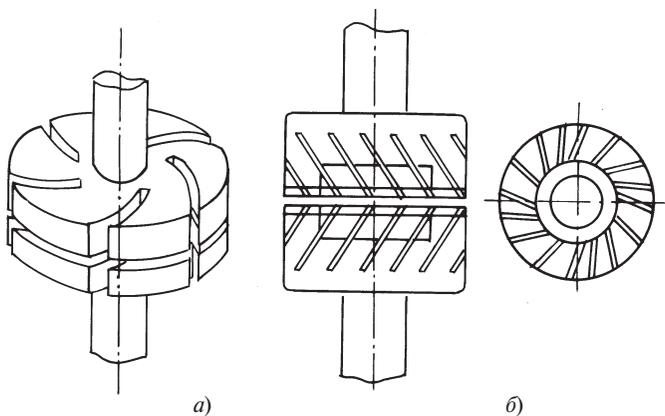


Рис. 6.20. Конструкция контактов типа «спиральный лепесток» (а) и чашеобразные контакты (б) вакуумных выключателей

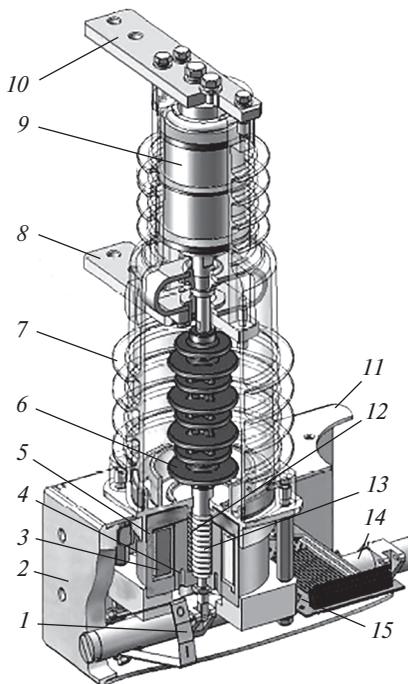
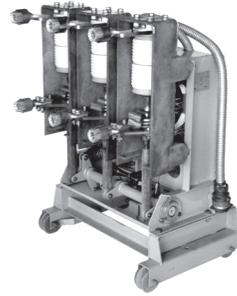


Рис. 6.21. Разрез полюса вакуумного выключателя ВВ/TEL-10:

1 — индикатор состояния «Вкл/Откл»; 2 — боковая крышка; 3 — электромагнитная катушка; 4 — якорь; 5 — магнитный статор; 6 — изоляционная тяга; 7 — корпус полюса; 8 — нижняя шина; 9 — КДВН-10; 10 — верхняя шина; 11 — корпус выключателя; 12 — пружина отключения; 13 — пружина поджатия; 14 — вал синхронизации; 15 — плата коммутации



a)



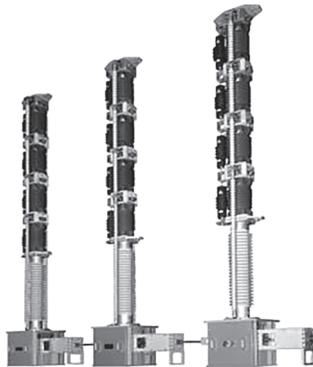
б)



в)



г)



д)

Рис. 6.22. Вакуумные выключатели:

a — ВВ/ТЕЛ-10; *б* — ВВЭ-М-10; *в* — ВБС-35; *г* — генераторный выключатель ВГГ-10; *д* — ВВЭЛ-110

от фланцев и является беспотенциальным. На нем и осаждается основная часть паров металла, а изоляционная поверхность оболочки остается чистой. Внешняя поверхность оболочки имеет ребра для увеличения пути тока утечки по изоляции при попадании паров влаги (выпадении росы). Дугогасительная камера снабжена направляющей 4 из силумина, внутри которой перемещается контактный стержень 3. Из-за высоких изоляционных свойств вакуума ход подвижного контакта невелик и составляет у выключателей на номинальное напряжение 10 кВ 5—10 мм, на 35—45 кВ — 19—30 мм, на 84 кВ — 60 мм.

Горение и гашение электрической дуги в вакууме имеют некоторые особенности. При расхождении контактов КДВ в начальный момент между ними образуется мостик из расплавленного металла, который нагревается проходящим током до температуры кипения и испаряется. Ионизация паров металла электронами, которые генерирует поверхность электродов, приводит к образованию вакуумной дуги. При прохождении тока через нуль дуга гаснет и, если нарастание электрической прочности промежутка между контактами происходит быстрее восстановления на нем напряжения, повторного зажигания дуги не произойдет. Чрезвычайно интенсивная деионизация дугового промежутка обеспечивает быстрое восстановление электрической прочности в КДВ после погасания дуги.

Для повышения отключающей способности вакуумных выключателей применяются специальные конструктивные меры, обеспечивающие непрерывное перемещение дуги под действием магнитного поля, создаваемого отключаемым током. В КДВ на номинальное напряжение 10 кВ и номинальные токи отключения до 31,5 кА применяются контакты с поперечным (по отношению к дуге) магнитным полем (рис. 6.20, а). В результате быстрого перемещения дуги повышается эффективность дугогашения и ресурс контактов. В КДВ на более высокие напряжения и токи отключения применяют контакты с продольным магнитным полем (рис. 6.20, б).

На рис. 6.21 приведен разрез полюса выключателя типа ВВ/ТЭЛ-10, на рис. 6.22 — общий вид некоторых типов вакуумных выключателей на разное напряжение.

6.2.6. Выключатели электромагнитные

Несмотря на ограниченную область использования по напряжению (6—20 кВ) выключатели этого типа до недавнего времени широко применялись в КРУ, особенно в системах собственных нужд. Номинальные токи выключателей достигают 3150 А, а номинальные токи отключения — 40 кА.

Принцип действия электромагнитного выключателя заключается в том, что при воздействии магнитного поля на дугу она удлиняется и направляется в дугогасительную камеру узкощелевого типа, где взаимодействует со стенками камеры (диаметр дуги значительно превосходит ширину щели) и охлаждается. Существующие электромагнитные выключатели с узкощелевыми камерами различаются исполнением магнитных систем и формой щелевых каналов. Дугогасительные устройства изготавливаются с плоской и зигзагообразной щелями. Конструктивно камеры с плоской щелью просты, однако обладают низкой эффективностью дугогашения и применяются на напряжения 6—10 кВ. Узкощелевые зигзагообразные камеры обеспечивают более эффективное дугогашение (вследствие интенсивного охлаждения дуги) и применяются на напряжение до 24 кВ.

На рис. 6.23 приведена принципиальная схема электромагнитного выключателя, а на рис. 6.24 — дугогасительные камеры выключателя.

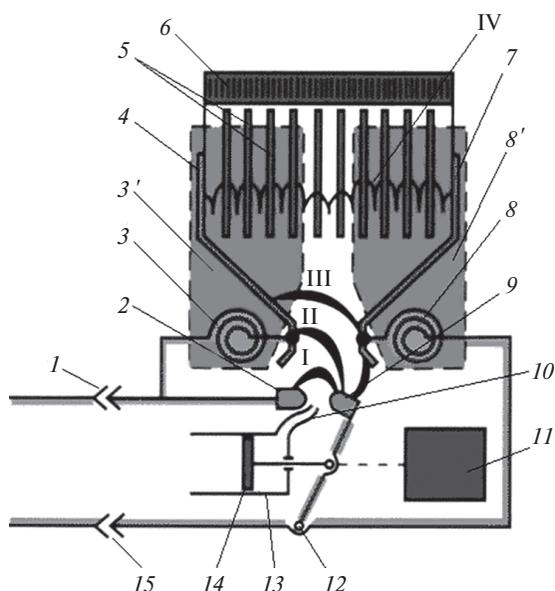


Рис. 6.23. Принципиальная схема электромагнитного выключателя:

1, 15 — разъемные контакты; 2 — неподвижный контакт выключателя; 3, 8 — катушки магнитного дутья; 3' и 8' — магнитные полюса; 4, 7 — рога; 5 — поперечные перегородки; 6 — деионная решетка; 9 — подвижный контакт; 10 — трубка обдува; 11 — привод; 12 — ось; 13 — цилиндр; 14 — поршень; I, II, III и IV — положения дуги при гашении

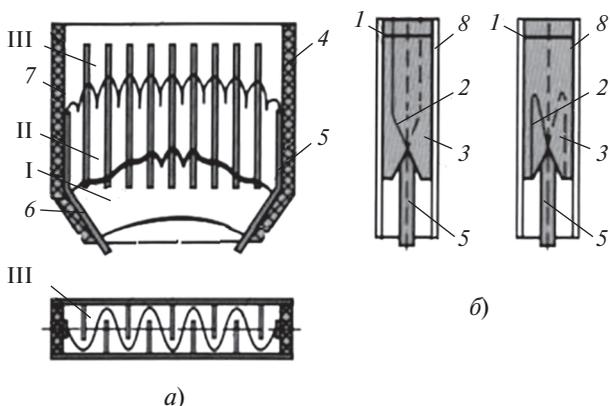


Рис. 6.24. Дугогасительные камеры выключателя лабиринтная (а) и с V-образными перегородками (б):

1, 8 — стенки камеры; 2, 3 — поперечные перегородки; 4, 7 — торцы камер; 5, 6 — направляющие дуги; I, II, III — положения дуги при гашении

На рис. 6.25 показан разрез полюса электромагнитного выключателя ВЭМ-10.

При отключении выключателя сначала размыкаются главные 8, а затем шунтирующие их дугогасительные контакты 5. При включении контакты замыкаются в обратной последовательности, предохраняя от обгорания главные контакты. При размыкании дугогасительных контактов между ними возникает электрическая дуга. Дуга появляется в нижней части камеры. При этом часть дуги (А) шунтируется катушкой магнитного дутья. Так как сопротивление катушки мало, то эта часть дуги гаснет, катушка начинает обтекаться полным током отключаемой цепи и между полюсными наконечниками электромагнита создается интенсивное магнитное поле. Это поле, взаимодействуя с током дуги, заставляет перемещаться основание дуги по медным рогам 3, 2 камеры. Дуга втягивается вверх по узким щелям между холодными керамическими пластинами 2, 4 камеры, отдает им свое тепло, удлиняется (сопротивление увеличивается) и при очередном проходе тока через нуль гаснет. Гашению дуги способствует также то, что в электромагнитном выключателе ток резко уменьшается за счет активного сопротивления дуги. Уменьшение угла сдвига фаз между током и напряжением сети в свою очередь снижает скорость восстановления напряжения на контактах. При малых значениях отключаемого тока электродинамическая сила, действующая на дугу, мала. Для того чтобы обеспечить при этих

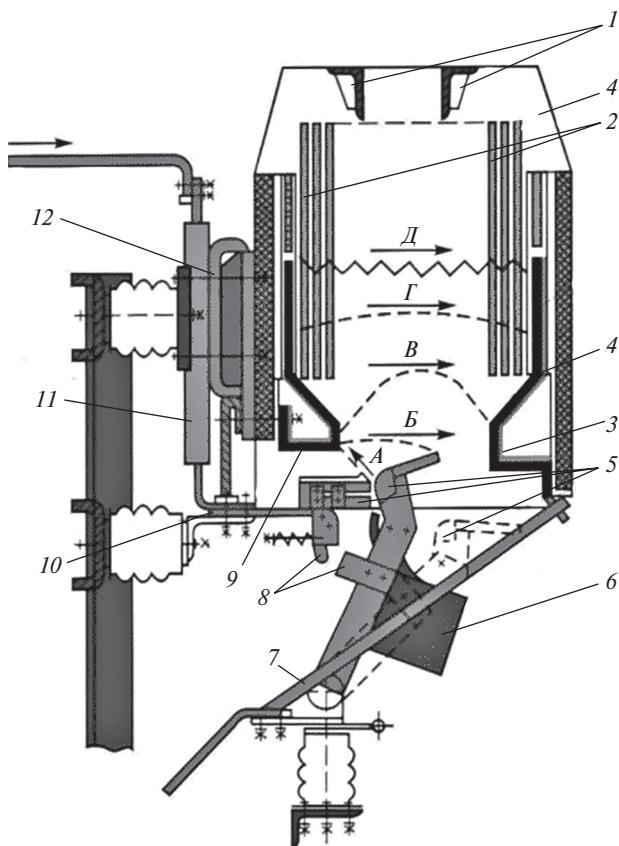


Рис. 6.25. Контактная система и дугогасительная камера выключателя ВЭМ-10:

1 — козырьки; 2, 4 — керамические пластины; 5 — дугогасительные контакты; 6 — цилиндр воздушного дутья; 7 — шина; 8 — главные контакты выключателя; 3, 9 — задний и передний рога; 10 — корпус контакта; 11 — токоотвод; 12 — магнитопровод; А, Б, В, Г и Д — положение дуги при ее гашении

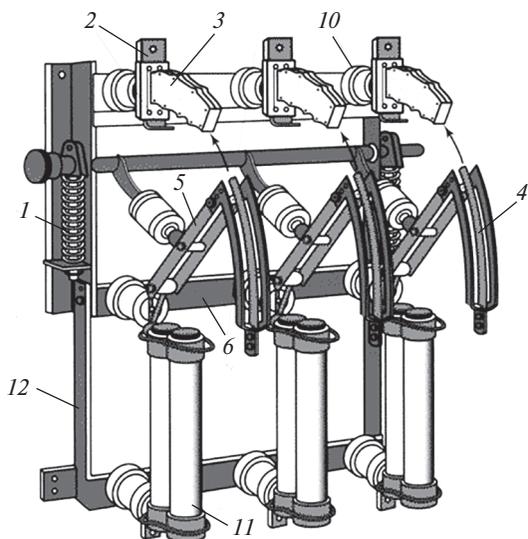
условиях быстрое перемещение дуги вверх, в дугогасительной камере на подвижных контактах выключателя предусмотрены цилиндры воздушного дутья б. При отключении выключателя и повороте подвижных контактов поршни перемещаются в цилиндрах и направляют поток воздуха в промежуток между размыкающимися дугогасительными контактами. Таким образом создается дополнительная система принудительного дутья, способствующая перемещению дуги, ее удлинению и погасанию.

6.2.7. Выключатели нагрузки

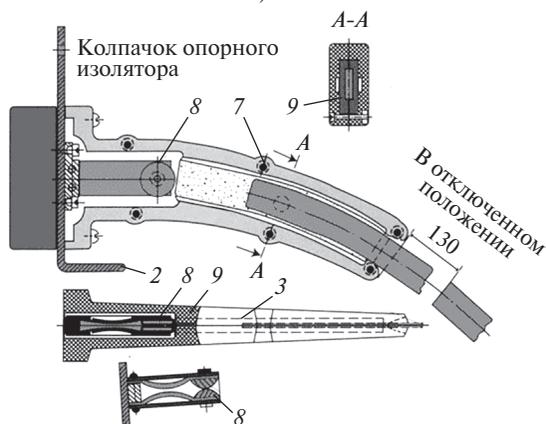
Выключатель нагрузки служит для коммутации под нагрузкой подключенных через него электрических присоединений сети. Выключатель представляет собой трехполюсный коммутационный аппарат переменного тока, рассчитанный на отключение рабочего тока, снабженный приводом для неавтоматического или автоматического управления и гасительными устройствами газогенерирующего типа. В отличие от силовых выключателей выключатели нагрузки не предназначены для коммутаций токов короткого замыкания (для защиты присоединения от которых устанавливают предохранители), но их включающая способность соответствует электродинамической стойкости при коротких замыканиях. Выключатели нагрузки устанавливаются на присоединениях силовых трансформаторов со стороны высшего напряжения (6—10 кВ) вместо силовых выключателей, если это возможно по условиям работы электроустановки. Поскольку они не рассчитаны на отключение тока короткого замыкания, функции автоматического отключения трансформаторов при их повреждении возлагают на плавкие предохранители либо на выключатели, принадлежащие предшествующим звеньям системы, например на линейные выключатели, расположенные ближе к источнику энергии. В распределительных сетях наиболее распространены конструкции выключателей нагрузки (ВНР, ВНА, ВНБ) с гасительными устройствами газогенерирующего типа.

На рис. 6.26 показан выключатель нагрузки с гасительными устройствами газогенерирующего типа.

Выключатель нагрузки с предохранителями *11* монтируется на раме *12*. На опорных изоляторах *10* укреплены дугогасительные камеры *3*. К подвижным контактам *5* выключателя прикреплены подвижные дугогасительные контакты *4*. Чтобы обеспечить необходимую скорость движения ножей при отключении, не зависящую от оператора, предусмотрены пружины *1*, которые натягиваются при включении выключателя, а при освобождении передают свою энергию подвижным частям аппарата. В положении «включено» подвижные дугогасительные контакты входят в гасительные камеры, при этом основные *2* и *5* и дугогасительные *4* и *8* контакты выключателя замкнуты. Большая часть тока проходит через основные контакты. В процессе отключения сначала размыкаются основные контакты, ток начинает протекать через дугогасительные контакты, находящиеся в дугогасительной камере. Несколько позднее эти контакты размыкаются, возникает электрическая дуга, которая гасится в потоке газов, образованных в результате разложения вкладышей *9* из органического стекла.



a)



б)

Рис. 6.26. Выключатель нагрузки с гасительными устройствами газогенерирующего типа:

a — общий вид выключателя; *б* — гасительная камера; 1 — отключающая пружина; 2 — основной неподвижный контакт; 3 — дугогасительная камера; 4 — подвижный дугогасительный контакт; 5 — основной подвижный контакт; 6 — стальная полоса; 7 — стяжные винты; 8 — неподвижный дугогасительный контакт; 9 — газогенерирующий вкладыш; 10 — опорный изолятор; 11 — предохранитель; 12 — рама

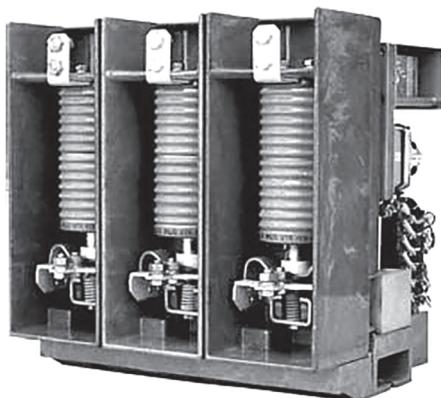


Рис. 6.27. Контактор вакуумный КВТ-10-4/400

В положении «отключено» дугогасительные контакты находятся вне дугогасительных камер, при этом обеспечиваются достаточные изоляционные разрывы.

Наряду с выключателями нагрузки в настоящее время применяют вакуумные контакторы, которые также предназначены для коммутационных операций приемников электрической энергии в сетях и электроустановках промышленных предприятий на номинальные напряжения 10 кВ системы трехфазного переменного тока частоты 50 Гц. Такие контакторы способны отключать токи до нескольких килоампер при номинальном токе в несколько сотен ампер. Например, вакуумный контактор КВТ-10-4/400 на номинальный ток 400 А имеет номинальный ток отключения 4 кА (рис. 6.27).

Принцип работы контактора КВТ-10-4/400 основан на гашении в вакууме электрической дуги, возникающей при размыкании контактов. Гашение электрической дуги обеспечивается вакуумной дугогасительной камерой КДВЗ-10-5/400. Контактор состоит из трех дугогасительных полюсов и привода, закрепленных на общем основании. Каждый полюс содержит вакуумную дугогасительную камеру (КДВ), механизм дополнительного поджатия контактов КДВ и токовые выводы, конструктивно расположенные в корпусе.

6.3. Разъединители, короткозамыкатели и отделители

Разъединители применяют для коммутации элементов цепи при отсутствии тока. С помощью разъединителей создается видимый разрыв, отделяющий выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо при

выводе оборудования в ремонт для безопасного производства работ. Также разъединители применяют для переключения присоединений с одной системы шин на другую в электроустановках с несколькими системами шин. В некоторых случаях разъединители могут отключать небольшой ток холостого хода трансформаторов и линий электропередачи.

Конструктивно разъединители подразделяют на рубящие, поворотные, качающиеся, катящиеся, пантографические и подвесные. На рис. 6.28 приведены схемы некоторых типов разъединителей:

- двухколонковый и трехколонковый поворотные разъединители с ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости (рис. 6.28, а, б);
- двухколонковый поворотный разъединитель с вращением ножей в вертикальной плоскости (рис. 6.28, в);
- двухколонковый разъединитель рубящего типа (рис. 6.28, г);
- трехколонковый разъединитель катящегося типа (рис. 6.28, д);
- двухколонковый разъединитель катящегося типа (рис. 6.28, е);
- одноколонковый поворотный разъединитель V-образной формы (рис. 6.28, ж);
- одноколонковый разъединитель (рис. 6.28, з);
- одноколонковый пантографический разъединитель (рис. 6.28, и);
- подвесной разъединитель (рис. 6.28, к).

На рис. 6.29 показаны разъединители разных типов.

На рис. 6.30 представлен разъединитель поворотного типа РНДЗ-2-110.

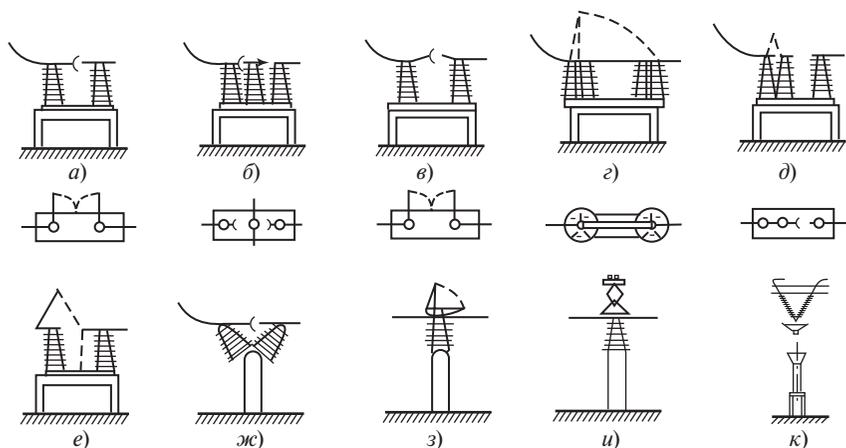


Рис. 6.28. Схемы разъединителей высокого напряжения

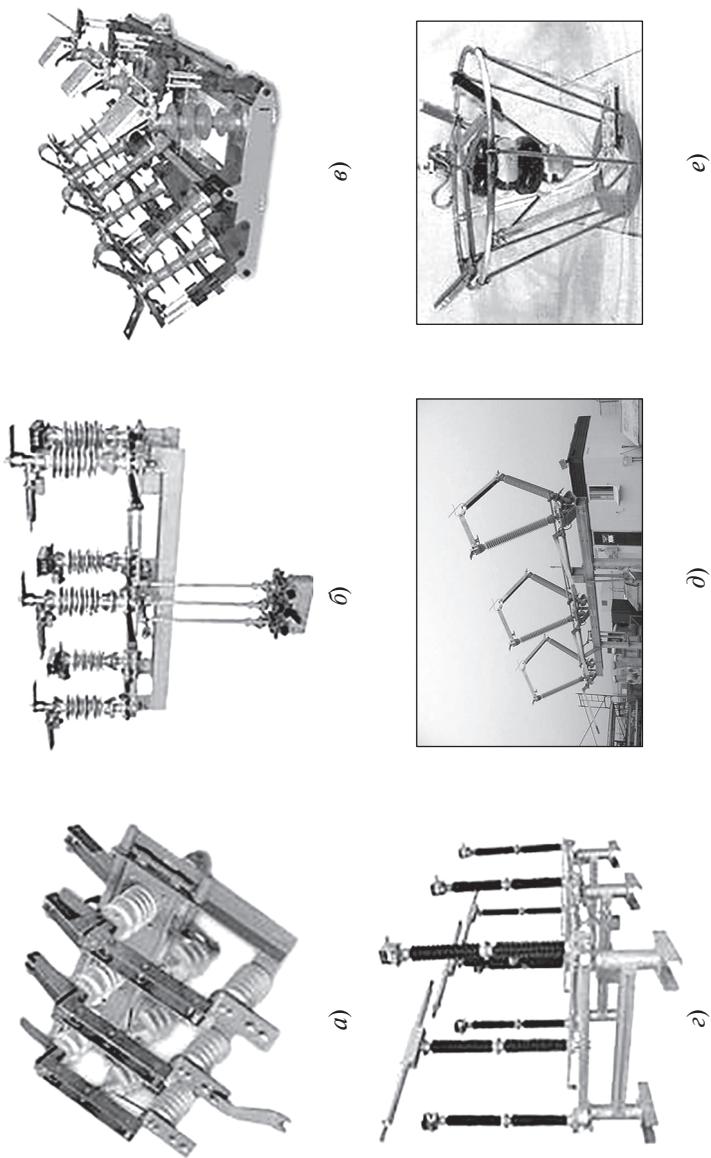


Рис. 6.29. Разъединители:
а — рубящий; *б* — поворотный; *в* — качающийся; *г* — катящийся; *д* — пантографический; *е* — подвесной

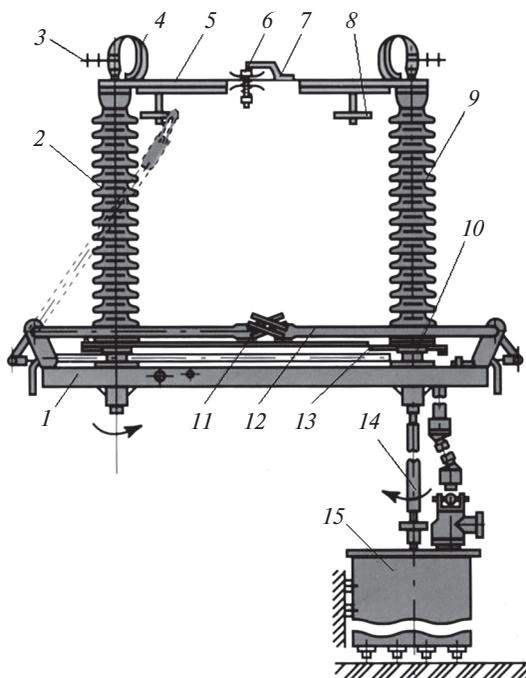


Рис. 6.30. Разъединитель наружной установки РНДЗ-2-110:

1 — основание; 2, 9 — колонки изоляторов; 3 — зажимы; 4 — гибкие связи; 5 — нож; 6 — пальцевые ламели; 7 — лопатка; 8 — контакт для заземляющего ножа; 10 — подшипник колонки; 11 — заземляющие ножи разъединителя; 12 — тяга; 13 — рычаг; 14 — вал; 15 — привод

Короткозамыкатели — быстродействующие контактные аппараты, предназначенные для создания искусственного короткого замыкания при повреждениях в трансформаторах. Эти аппараты снабжены приводом управления и трансформатором тока.

Короткозамыкатель вертикально-рубящего типа (рис. 6.31) состоит из основания, изоляционной колонки, неподвижного контакта с выводом для присоединения к линии электропередачи и заземляющего ножа, на конце которого укреплена съемная контактная пластинка. В основании короткозамыкателя размещен вал, соединяющий заземляющий нож с приводом, две включающие пружины с регулируемым натяжением, соединенные с основанием и рычагами вала короткозамыкателя. Нормальное положение короткозамыкателя отключенное. При этом нож отведен от неподвижного контакта, а его включающие пружины растянуты. Такое положение ножа фиксируется приводом. При подаче сигнала на включение привод освобождает нож коротко-

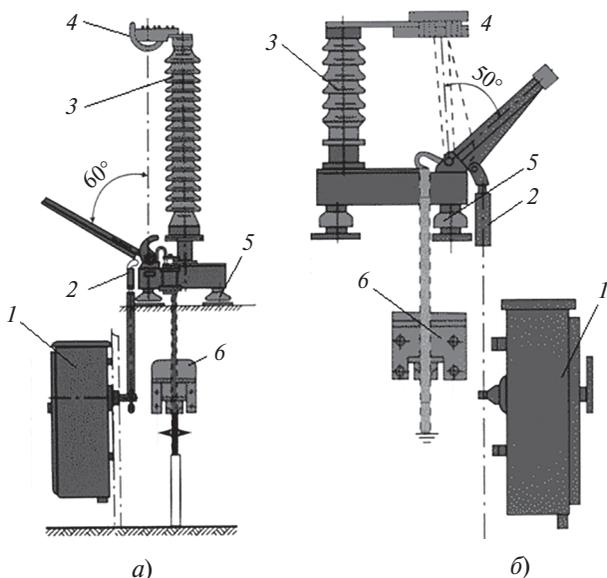


Рис. 6.31. Короткозамыкатели КЗ-110 (а) и КЗ-35 (б):

1 — привод; 2 — тяга; 3 — колонка изолятора; 4 — неподвижный контакт; 5 — изолятор; 6 — трансформатор тока

замыкателя, который под действием пружины входит в неподвижный контакт, создавая искусственное короткое замыкание на землю.

Заземлители — это однополюсные аппараты, включаемые в нейтраль трансформаторов (в зависимости от режима работы нейтраль трансформаторов может быть заземлена и разземлена). Принцип работы заземлителей аналогичен работе короткозамыкателей, однако заземлители включаются и выключаются вручную рычажным приводом.

Отделители предназначены для быстрого отсоединения поврежденного участка электрической сети в бестоковую паузу (реже для операций включения). Конструкция токоведущих частей отделителя не отличается от конструкции разъединителя (рис. 6.32). Контактная система отделителя не приспособлена для коммутаций под рабочим током нагрузки. Для быстрого отключения (не более 0,5 с) в отделителе используется энергия взведенной пружины привода. В основном в целях экономии отделители применялись на подстанциях 35, 110 кВ вместо выключателей по стороне высшего напряжения (в настоящее время идет их замена на выключатели). Отделители работают совместно с короткозамыкателями.

На рис. 6.33 показана схема совместного действия отделителя и короткозамыкателя.

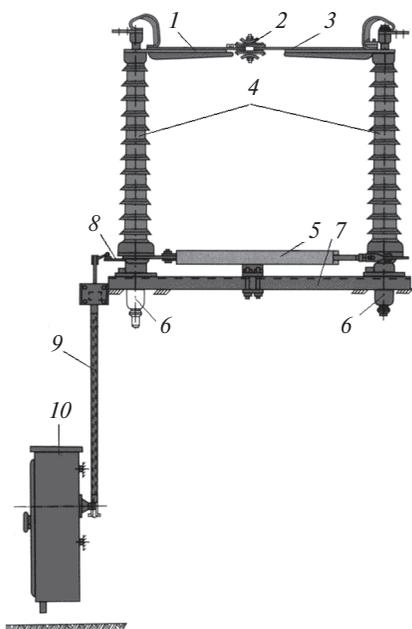


Рис. 6.32. Отделитель типа ОД-110:

1, 3 — ножи; 2 — контактное устройство; 4 — изоляционные колонки; 5 — кожух отключающей пружины; 6 — подшипники; 7 — рама; 8 — рычаг; 9 — тяга; 10 — привод отделителя

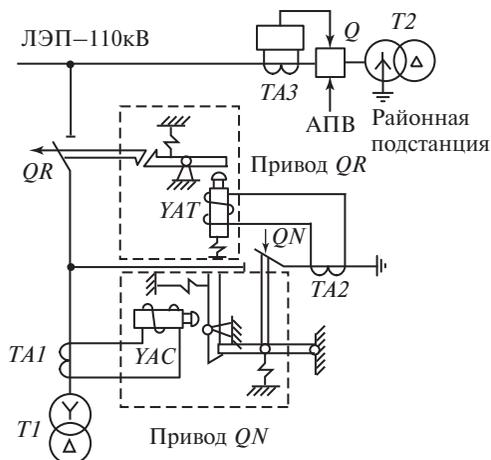


Рис. 6.33. Схема совместного действия отделителя и короткозамыкателя:

Q — выключатель; QR — отделитель; QN — короткозамыкатель; $T1, T2$ — силовые трансформаторы; $TA1, TA2, TA3$ — трансформаторы тока; YAT — катушка электромагнита отключения отделителя; YAC — катушка электромагнита включения короткозамыкателя

Отделитель быстро отключает выключенную цепь после подачи команды на его привод. Время отключения отделителя составляет примерно 0,5—1,0 с. Отделитель отсоединяет поврежденные участки электрической цепи после отключения защитного выключателя, который реагирует на искусственное короткое замыкания, создаваемое короткозамыкателем.

6.4. Измерительные трансформаторы тока и напряжения

Трансформаторы тока и напряжения предназначены для измерения тока и напряжения, питания схем релейной защиты и автоматики, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Несмотря на изменение элементной базы релейной защиты и автоматики измерительные трансформаторы по-прежнему остаются первичными датчиками тока и напряжения. Это в полной мере относится и к современным микропроцессорным защитам. От работы измерительных трансформаторов зависит не только точный учет электроэнергии, отпускаемой потребителям, но и бесперебойность их электроснабжения, сохранность электрооборудования, особенно при коротких замыканиях. Правильная работа измерительных трансформаторов, используемых для релейной защиты и автоматики, необходима для надежного их функционирования. Электромагнитные измерительные трансформаторы являются одной из разновидностей первичных преобразователей тока и напряжения. В настоящее время разработаны и создаются другие виды первичных измерительных преобразователей, например оптико-электронные преобразователи. Требования к точности измерительных трансформаторов устанавливаются в зависимости от вида нагрузки, их назначения и других условий. Поэтому трансформаторы следует выбирать с учетом требуемого класса точности. Измерительные трансформаторы разнообразны и по конструктивному исполнению, что обусловлено различной компоновкой распределительных устройств, их габаритами, способами крепления и т.п. Кроме того, конструктивное исполнение трансформаторов тока и напряжения зависит от их номинальных параметров.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод, первичную обмотку и одну (или более) вторичную обмотку. Первичная обмотка включена последовательно в цепь измеряемого тока I_1 . Ко вторичной обмотке присоединены, например, измерительные приборы, обтекаемые током I_2 . На рис. 6.34 приведены принципиальные схемы трансформаторов тока.

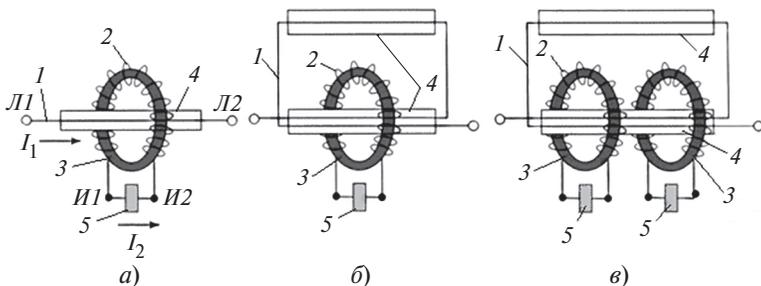


Рис. 6.34. Принципиальные схемы трансформаторов тока:

а — одновитковый трансформатор тока; *б* — многовитковый трансформатор тока; *в* — многовитковый трансформатор тока с двумя сердечниками; 1 — первичная обмотка; 2 — вторичная обмотка; 3 — сердечник; 4 — изоляция; 5 — обмотка прибора; Л1, Л2 — выводы первичной обмотки; И1, И2 — выводы вторичной обмотки

Трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации

$$n_I = I_{1 \text{ ном}} / I_{2 \text{ ном}},$$

где $I_{1 \text{ ном}}$ и $I_{2 \text{ ном}}$ — номинальные значения первичного и вторичного токов.

Значения номинального вторичного тока приняты равными 5 и 1 А.

У идеального трансформатора тока отношение токов обмоток обратно пропорционально отношению числа их витков. У реального трансформатора тока, в отличие от идеального, в основном из-за потерь в сердечнике и обмотках возникают токовая и угловая погрешности, снижающие точность работы трансформатора.

Токовая погрешность определяется по выражению

$$\Delta I = n_I I_{2 \text{ ном}} - I_{1 \text{ ном}}$$

или в процентах

$$\Delta I = \frac{n_I I_{2 \text{ ном}} - I_{1 \text{ ном}}}{I_{1 \text{ ном}}} \cdot 100.$$

Угловая погрешность определяется углом δ между векторами первичного и вторичного токов. Угловая погрешность считается положительной, если вектор вторичного тока опережает вектор первичного тока. Обычно она указывается в минутах.

Погрешности трансформатора тока зависят от его конструктивных особенностей, сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути,

значения $I_1 w_1$. На значения погрешностей в основном влияет ток намагничивания стали сердечника, поэтому для снижения погрешностей и повышения точности измерений при производстве трансформаторов тока применяют высококачественную сталь, специальные схемы соединения обмоток, искусственное подмагничивание сердечника и другие средства. В зависимости от предъявляемых требований, выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,2S; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током в диапазоне от 100 до 120 % для первых трех классов и от 50 до 120 % для двух последних. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 нормируется также угловая погрешность. Кроме того, погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки (сопротивление приборов, проводов, контактов) и от кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличение нагрузки и кратности тока приводит к увеличению погрешности. При первичных токах, значительно меньших номинального, погрешность трансформатора тока также возрастает. Трансформаторы тока класса 0,2 и 0,2S применяют для коммерческих расчетов, класса 0,5 и 1 — для технических измерительных приборов, классов 3 и 10 — для релейной защиты.

Токковые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму короткого замыкания. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастет, так как он будет определяться только МДС первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт. Поэтому размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке запрещено, а один из выводов вторичной обмотки заземляется.

Конструктивно трансформаторы тока выполняются или как самостоятельные однофазные аппараты, или в виде встроенных аппаратов (например, во вводы выключателей, трансформаторов). В зависимости от параметров, назначения, места и способа установки трансформаторы тока различаются формой и видом конструкции, материалом изоляции, числом вторичных обмоток, расположением выводов и т.п.

На рис. 6.35—6.38 представлены трансформаторы тока разных типов.

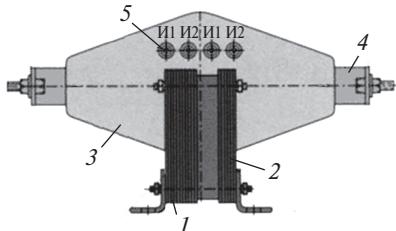


Рис. 6.35. Трансформатор тока ТПЛ-10:
 1 — сердечник 10Р; 2 — сердечник класса 0,5; 3 — литой корпус; 4 — выводы первичной обмотки; 5 — выводы вторичных обмоток

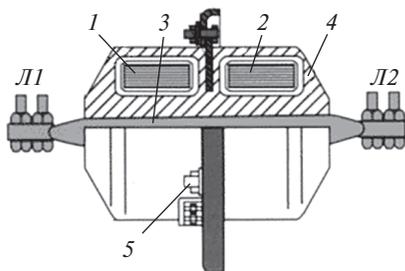


Рис. 6.36. Трансформатор тока ТПОЛ-10:
 1, 2 — сердечники; 3 — стержень первичной обмотки; 4 — литой корпус; 5 — выводы вторичных обмоток

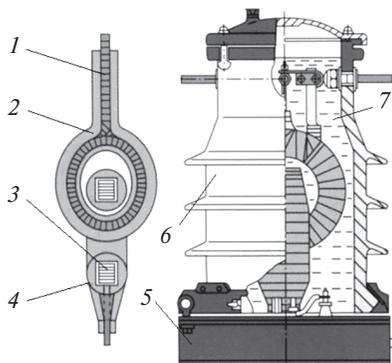


Рис. 6.37. Трансформатор тока ТФЗМ-35:
 1 — первичная обмотка; 2 — изоляция; 3 — магнитопровод вторичной обмотки; 4 — вторичная обмотка; 5 — коробка выводов вторичной обмотки; 6 — фарфоровый изолятор; 7 — масло

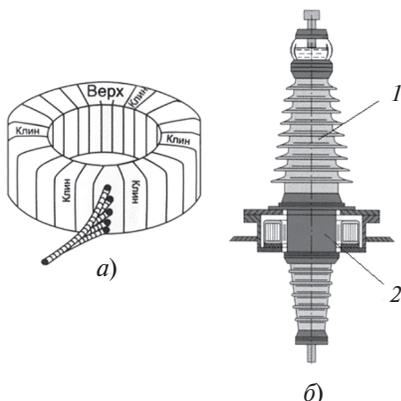


Рис. 6.38. Встроенный трансформатор тока:
 а — внешний вид; б — установка трансформатора тока 2 на вводе 1 высокого напряжения

Трансформатор напряжения по существу представляет собой трансформатор малой мощности, магнитная система которого выполнена из холоднокатаной рулонной электротехнической стали толщиной 0,35 и 0,28 мм. В трансформаторах напряжения применяют многослойные цилиндрические и катушечные обмотки без ответвлений для регулирования. В зависимости от числа фаз и количества обмоток применяют двух- и трехстержневые, броневые и броне-

стержневые шихтованные магнитные системы беспиленной конструкции. Первичная обмотка трансформатора напряжения имеет большое число витков и подключается к цепи с измеряемым (контролируемым) напряжением параллельно. К зажимам вторичной обмотки, имеющей меньшее число витков, подсоединяют измерительные приборы (или контрольные устройства). Напряжение вторичной обмотки стандартизировано и в зависимости от схемы соединения обмоток трансформатора составляет 100, $100/\sqrt{3}$, 100/3 В. На рис. 6.39 представлена схема включения трансформаторов напряжения с обозначениями первичной и вторичной обмоток. Однофазный двухобмоточный трансформатор напряжения применяется в установках как однофазного, так и системы трехфазного тока. В последнем случае он включается на линейное напряжение. Один из выводов вторичной обмотки для обеспечения безопасности при обслуживании заземляется.

Трансформатор напряжения характеризуется номинальным коэффициентом трансформации

$$n_U = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}},$$

где $U_{1\text{ном}}$ и $U_{2\text{ном}}$ — номинальные значения первичного и вторичного напряжения.

В идеальном трансформаторе напряжения (когда он работает на холостом ходу без потерь в обмотках) напряжения на зажимах первичной и вторичной обмоток практически равны ЭДС, а отношение этих напряжений равно номинальному коэффициенту трансформации.

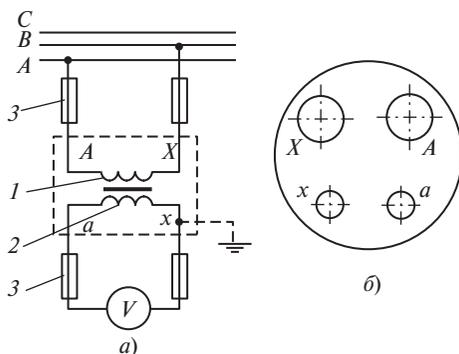


Рис. 6.39. Однофазный двухобмоточный трансформатор напряжения:

a — присоединение трансформатора напряжения к трехфазной сети без нулевого провода; *б* — расположение выводов (*A*, *X* — выводы обмотки высшего напряжения; *a*, *x* — выводы обмотки низшего напряжения)

Реальный трансформатор напряжения отличается от идеального в основном из-за рассеяния магнитного потока и потерь в сердечнике, которые приводят к погрешности измерения напряжения и угловой погрешности. Погрешность напряжения определяется по выражению

$$\Delta U = n_U U_{2\text{ном}} - U_{1\text{ном}}$$

или в процентах

$$\Delta U = \frac{n_U U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100.$$

Угловая погрешность определяется углом δ между векторами первичного и вторичного напряжений.

Погрешности трансформатора напряжения в основном зависят от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от нагрузки, подключенной ко вторичной обмотке. В конструкции трансформаторов напряжения предусматривается компенсация погрешности по напряжению путем некоторого уменьшения числа витков первичной обмотки, а также компенсация угловой погрешности за счет специальных компенсирующих обмоток. Суммарная нагрузка вторичной обмотки, определяемая потреблением измерительных приборов и реле, не должна превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешностей. В зависимости от предъявляемых требований, выпускаются трансформаторы напряжения с классами точности 0,2; 0,2S; 0,5; 1; 3. Указанные цифры представляют собой погрешность по напряжению в процентах номинального первичного напряжения.

Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а потребляемый ими ток невелик.

Измерительные трансформаторы напряжения подразделяют по числу фаз на однофазные и трехфазные; по числу обмоток — на двухобмоточные и трехобмоточные; по способу охлаждения — на масляные и сухие; по роду установки — для наружной и внутренней, а также для КРУ.

В настоящее время однофазные измерительные трансформаторы напряжения выпускают в основном с литой изоляцией. Обмотки или вся активная часть у таких измерительных трансформаторов напряжения залита эпоксидной смолой. Они более надежны в работе, практически не требуют ухода, имеют меньшие массу и габариты. Тем не менее в эксплуатации до сих пор находятся измерительные трансформаторы напряжения на 6—10 кВ и выше для внутренней

и наружной установки с масляным заполнением. Их активную часть помещают в металлический бак или фарфоровый корпус, заполненный трансформаторным маслом. Вместо масляного наполнения для трансформаторов напряжения класса напряжения 110 кВ и выше используется элегаз.

Особое место занимают трансформаторы напряжения высокого и сверхвысокого напряжения. Как было отмечено выше, трансформаторы напряжения передают очень малую мощность, поэтому в таких трансформаторах определяющим является обеспечение изоляции между первичной и вторичной цепями. При напряжениях 110 кВ и выше вместо обычных трансформаторов напряжения используются так называемые каскадные и емкостные трансформаторы напряжения.

В *каскадных* трансформаторах напряжения каждый каскад представляет собой трансформатор с номинальным напряжением, равным половине рабочего напряжения, которое приложено к выводам обмотки высшего напряжения. Обмотка низшего напряжения расположена на сердечнике нижнего второго каскада. Для распределения вторичной нагрузки между трансформаторами нижнего и верхнего каскадов на каждом из них имеются связующие обмотки, соединенные между собой. Для первого каскада связующая обмотка является вторичной, а для второго — дополнительной первичной. Благодаря наличию связующих обмоток нагрузка делится между каскадами пополам. Половина нагрузки трансформируется в обмотку низшего напряжения из обмотки высшего напряжения, а другая половина — из связующей обмотки.

Емкостные трансформаторы напряжения состоят из емкостного делителя напряжения (двух последовательно соединенных конденсаторов и понижающего трансформатора (рис. 6.40).

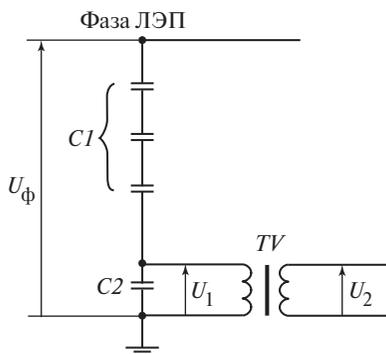


Рис. 6.40. Практическая схема емкостного трансформатора напряжения

На рис. 6.41 приведен общий вид некоторых типов измерительных трансформаторов напряжения разного класса напряжения.

В настоящее время широко применяют оптико-электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения.

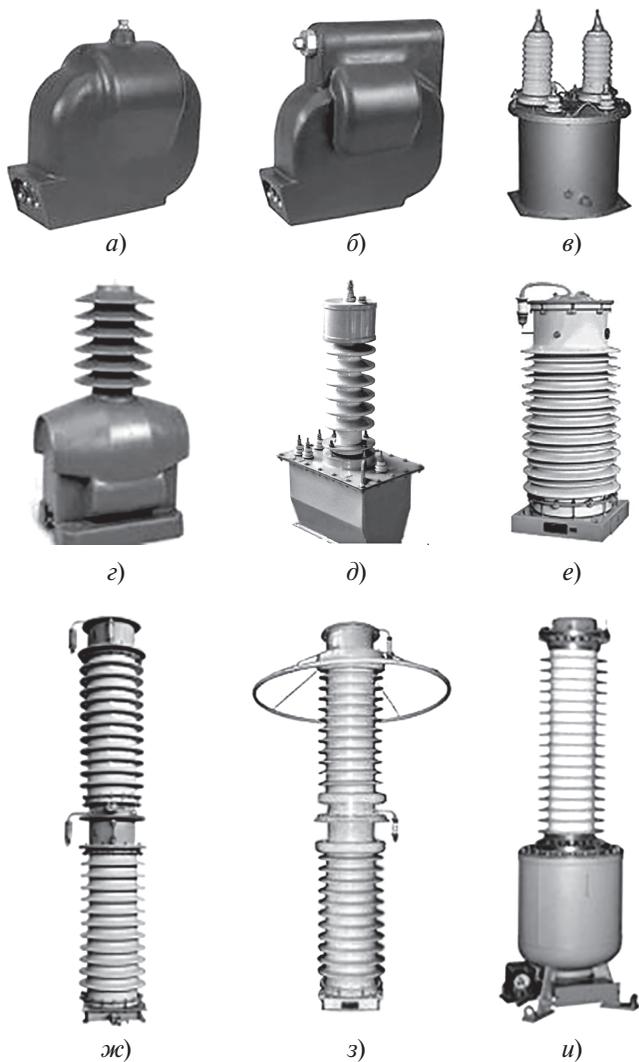


Рис. 6.41. Общий вид измерительных трансформаторов напряжения:

a — ЗНОЛ-10; *б* — ЗНОЛП-10; *в* — ЗНОМ-10; *г* — ЗНОЛ-35; *д* — ЗНОМ-35; *е* — НКФ-35; *ж* — НКФ-220; *з* — НКФ-330; *и* — НОГ-110 (элегазовый)

Принцип действия *оптико-электронного трансформатора тока* основан на использовании продольного магнитооптического эффекта Фарадея, который заключается в том, что при распространении линейно поляризованного света через вещество, находящееся в магнитном поле, наблюдается вращение плоскости поляризации света (рис. 6.42). На рис. 6.43 представлена функциональная схема оптического измерительного трансформатора тока.

Измерение тока оптическим трансформатором тока основано на эффекте Фарадея и использует отражение световой волны в конце оптического волокна. Это обеспечивает независимость выходного

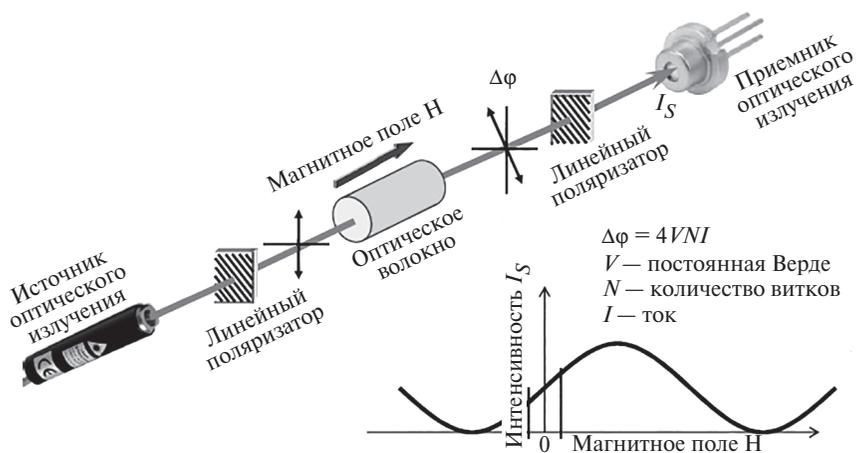


Рис. 6.42. Продольный магнитооптический эффект Фарадея

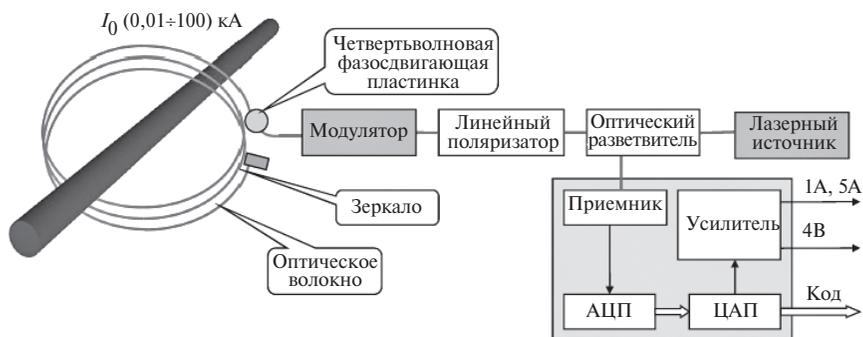


Рис. 6.43. Функциональная схема оптического трансформатора тока

сигнала датчика от температурных воздействий и механических вибраций.

Принцип действия оптико-электронного трансформатора напряжения основан на использовании линейного электрооптического эффекта Поக்கельса — явления возникновения двойного лучепреломления в оптической среде при наложении постоянного или переменного электрического поля (рис. 6.44). На рис. 6.45 представлена функциональная схема оптического измерительного трансформатора напряжения.

Измерение напряжения основано на измерении электрического поля ячейкой Поக்கельса с использованием двухканального метода,

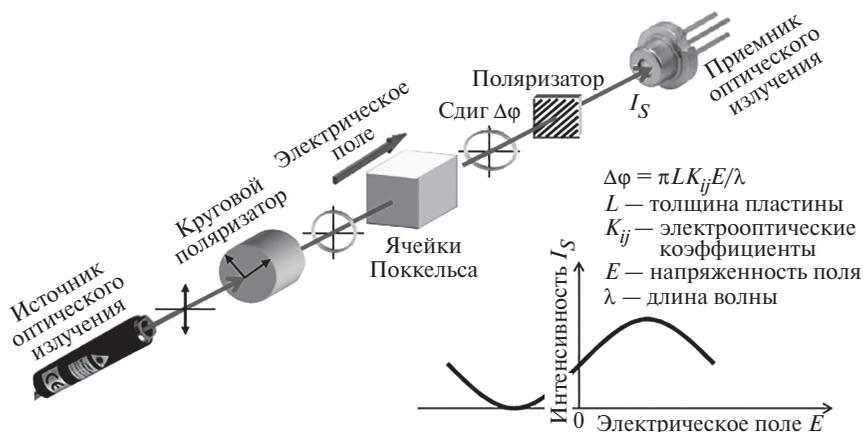


Рис. 6.44. Линейный электрооптический эффект Поக்கельса

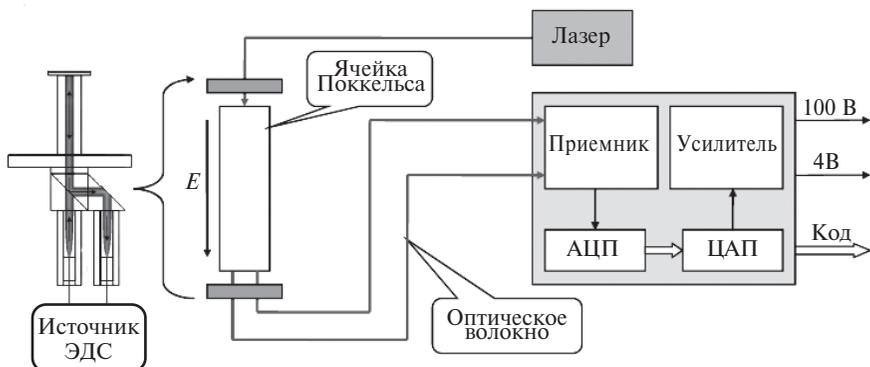


Рис. 6.45. Функциональная схема измерительного оптического трансформатора напряжения

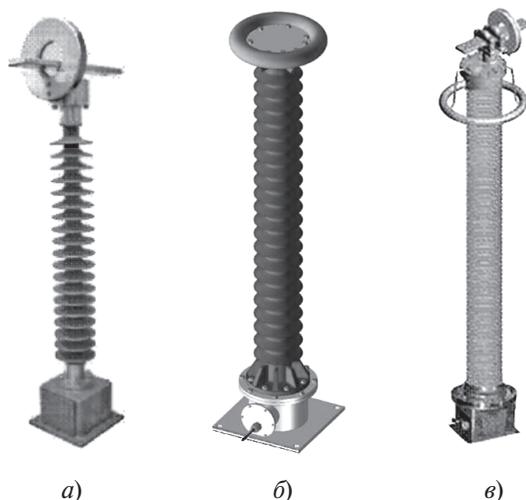


Рис. 6.46. Оптические измерительные трансформаторы:

a — трансформатор тока; *б* — трансформатор напряжения; *в* — комбинированный трансформатор тока и напряжения

обеспечивающего устойчивость к колебаниям температуры, вибраций и изменению интенсивности света от лазерного источника.

На рис. 6.46 приведен общий вид оптических измерительных трансформаторов.

6.5. Токоограничивающие и шунтирующие реакторы

Токоограничивающие реакторы предназначены для ограничения токов короткого замыкания и поддержания напряжения на шинах электроустановки при повреждении за реактором. В нормальных условиях работы потеря напряжения в реакторе не превышает 1,5—2 %. Как правило, это крупные однофазные обмотки без магнитного сердечника, монтируемые в трехфазные блоки.

Реактор представляет собой индуктивную катушку без сердечника, индуктивное сопротивление которой не зависит от протекающего тока. Реакторы имеют линейную вольт-амперную характеристику в широком пределе изменения тока (от номинального тока до тока короткого замыкания). Обмотки реактора изготовляют из многожильного провода с алюминиевой или медной жилой. Обмотки реакторов на большие токи выполняют из нескольких параллельных проводов. При укладке параллельных проводов применяется транспозиция, обеспечивающая симметричное расположение каждого провода в магнитном поле.

Реакторы в зависимости от места установки делят на линейные, секционные и групповые, по способу установки — на вертикальные и горизонтальные. Наряду с одинарными реакторами обычной конструкции применяют сдвоенные реакторы.

В настоящее время широкое распространение получили сухие токоограничивающие реакторы с естественным воздушным охлаждением типа РТОС и РТСТ как одинарные, так и сдвоенные.

Токоограничивающие реакторы обычной конструкции выпускаются на ток от 250 до 5000 А с номинальным индуктивным сопротивлением от 2,5 до 0,1 Ом, а сдвоенные реакторы — на ток от 2×630 до 2×2500 А с номинальным индуктивным сопротивлением от 0,56 до 0,14 Ом. Номинальное индуктивное сопротивление реактора зависит от числа витков и размеров обмоток.

Сдвоенные реакторы имеют две намотанные в одном направлении согласно включенные обмотки на одну фазу. Между обмотками сдвоенного реактора существует электромагнитная связь. Номинальным током сдвоенного реактора считается номинальный ток одной обмотки. Средний зажим реактора рассчитан на двойной номинальный ток. В нормальном режиме работы токи в обмотках направлены в разные стороны. Благодаря взаимному влиянию противоположно направленных токов в обмотках падение напряжения в них меньше, чем в обмотке обычного реактора. Это является преимуществом сдвоенного реактора.

В нормальном режиме магнитная связь между ветвями сдвоенного реактора уменьшает потерю напряжения в нем без снижения токоограничивающей способности. Коэффициент связи обмоток сдвоенного реактора определяется выражением

$$K_{\text{св}} = M/L = \omega M/X_{\text{ном}},$$

где M — взаимная индукция между ветвями реактора; L — индуктивность каждой обмотки реактора.

Исходная схема сдвоенного реактора представляет трехлучевую звезду (рис. 6.47). В зависимости от схемы включения обмоток такого реактора его сопротивление имеет разное значение:

- в одноцепном режиме (рис. 6.47, а)

$$X_{LR} = (1 + K_{\text{св}})X_{\text{ном}} - K_{\text{св}}X_{\text{ном}} = X_{\text{ном}};$$

- в продольном режиме (рис. 6.47, б)

$$X_{LR} = 2(1 + K_{\text{св}})X_{\text{ном}};$$

- в сквозном (двухцепном) режиме (рис. 6.47, в)

$$X_{LR} = X_{\text{ном}} - K_{\text{св}}X_{\text{ном}} = (1 - K_{\text{св}})X_{\text{ном}}.$$

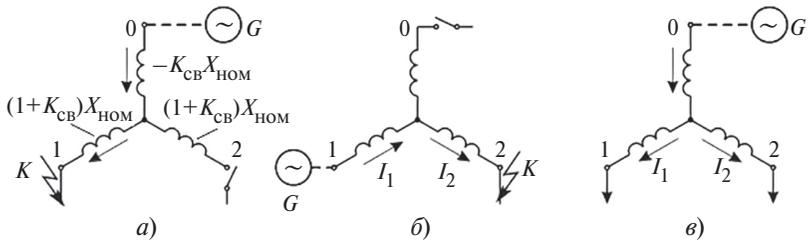


Рис. 6.47. Режимы работы двояного реактора

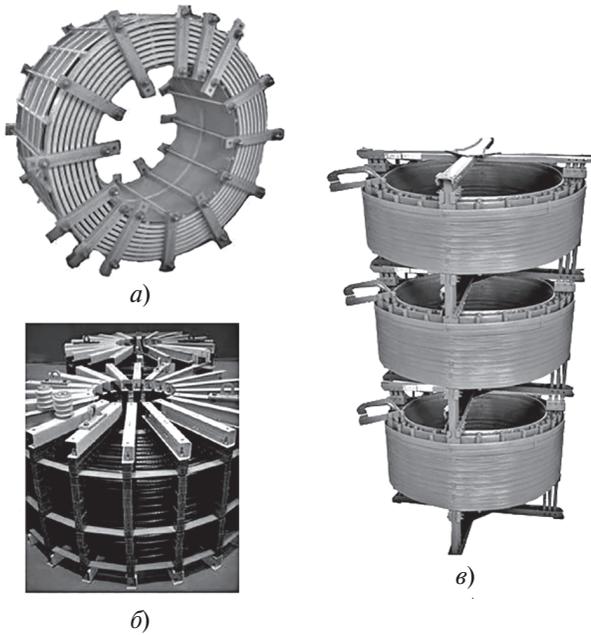


Рис. 6.48. Токоограничивающие реакторы:
а — однофазный; *б* — однофазный двоянный; *в* — трехфазный

На рис. 6.48 представлены сухие токоограничивающие реакторы с воздушным охлаждением.

Шунтирующие реакторы применяются для регулирования потоков реактивной мощности и ограничения повышения напряжения в линиях электропередачи высокого напряжения и на шинах распределительных устройств электростанций и подстанций. Простая и надежная конструкция сделала сухие шунтирующие реакторы наиболее эффективным средством компенсации емкости линий элект-

ропередачи. Шунтирующие реакторы изготовляют на напряжение 35—750 кВ. Наличие постоянно подключенных шунтирующих реакторов позволяет передавать по линии лишь 40—50 % натуральной мощности из-за недопустимого снижения уровня напряжения при увеличении передаваемой мощности. Поэтому при суточных изменениях передаваемой мощности для устранения данного явления необходимо регулировать индуктивность реактора.

Управляемый шунтирующий реактор представляет собой статическое устройство с плавно регулируемым индуктивным сопротивлением, предназначенное для автоматического управления потоками реактивной мощности и стабилизации уровня напряжения, что позволяет:

- компенсировать суточные и сезонные колебания напряжения;
- снизить потери электрической энергии при ее транспортировке и распределении;
- увеличить пропускную способность линий электропередачи и обеспечить автоматическое управление уровнями напряжения при перетоках мощности, близких к предельным по статической устойчивости.

Управляемые шунтирующие реакторы подразделяют на следующие виды:

- управляемые подмагничиванием постоянным током с помощью специальной обмотки управления;
- управляемые подмагничиванием постоянным током через расщепленную нейтраль сетевой обмотки.

6.6. Разрядники и ограничители перенапряжений

Разрядники и ограничители перенапряжения служат для ограничения напряжения, появляющегося на шинах и аппаратах высокого напряжения при коммутационных и атмосферных перенапряжениях.

Для защиты электрооборудования переменного тока применяют трубчатые и вентильные разрядники.

Трубчатый разрядник представляет собой дугогасительную трубку из полихлорвинила, с разных концов которой закреплены электроды. Один электрод заземлен, а второй находится на небольшом расстоянии от защищаемого участка (расстояние регулируется в зависимости от напряжения защищаемого участка). При возникновении перенапряжения пробиваются промежутки: между разрядником и защищаемым участком и между двумя электродами. В результате пробоя в трубке возникает интенсивная газогенерация. Газ, вытекая через выхлопное отверстие, образует продольное дутье, достаточное для гашения дуги. Трубчатый разрядник, как правило,

срабатывает 7—8 раз, после чего газогенерирующая трубка уже не обеспечивает требуемого давления и дугогасящей способности. Для подсчета числа срабатываний на разрядниках установлены указатели срабатывания.

Вентильный разрядник — электрический аппарат, основными элементами которого являются искровой промежуток и нелинейный последовательный резистор. Вентильные разрядники включаются последовательно между токоведущим проводом и землей параллельно защищаемой изоляции. При воздействии на разрядник импульса грозового перенапряжения его искровой промежуток пробивается и через разрядник начинает протекать ток, т.е. разрядник вводится в работу. Напряжение, при котором пробиваются искровые промежутки, называется *пробивным напряжением разрядника*. После пробоя искрового промежутка напряжение на разряднике, а значит и на защищаемой им изоляции снижается до значения, равного произведению импульсного тока на сопротивление последовательно включенного резистора. Это напряжение называется *остающимся напряжением*, его значение не остается постоянным, а изменяется вместе с изменением импульсного тока, проходящего через разрядник. В течение всего времени работы разрядника остающееся напряжение не должно повышаться до значения, опасного для защищаемой изоляции. После прекращения протекания импульсного тока через разрядник продолжает проходить ток, обусловленный напряжением промышленной частоты. Этот ток называется *сопровождающим*. Искровые промежутки разрядника должны обеспечить надежное гашение дуги сопровождающего тока при первом прохождении его через нуль.

Нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) являются эффективным средством защиты оборудования электрических сетей. Данные аппараты обладают достаточно высокими эксплуатационными свойствами и надежностью. Нелинейные ограничители перенапряжений предназначены для использования в качестве основных средств защиты электрооборудования станций и сетей среднего и высокого классов напряжения переменного тока промышленной частоты от коммутационных и грозовых перенапряжений. Они применяются для защиты:

- электрооборудования подстанций открытого и закрытого типа;
- кабельных сетей;
- воздушных линий электропередачи;
- генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей сетей собственных нужд электростанций и промышленных предприятий.

Конструктивно ограничитель перенапряжения представляет собой высоконелинейное сопротивление объемного типа (варистор), заключенный в высокопрочный герметизированный корпус. При возникновении волн перенапряжения сопротивление варисторов изменяется на несколько порядков (от тысяч до десятков ом) с соответствующим возрастанием тока от миллиампер при воздействии рабочего напряжения до тысяч ампер при воздействии волны перенапряжения. Этим свойством варисторов и объясняется защитное действие ограничителя перенапряжения, а их вольт-амперная характеристика позволяет реализовать низкий защитный уровень для всех видов перенапряжений и отказаться от использования искровых промежутков, характерных для традиционных разрядников, со всеми вытекающими отсюда преимуществами.

По сравнению с вентильными разрядниками ограничители перенапряжений обладают следующими преимуществами:

- глубоким уровнем ограничения всех видов перенапряжений;
- отсутствием сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- простотой конструкции и высокой надежностью в эксплуатации;
- стабильностью характеристик и устойчивостью к старению;
- способностью к рассеянию больших энергий;
- стойкостью к атмосферным загрязнениям;
- небольшими массогабаритными и стоимостными показателями.

В нормальном рабочем режиме ток через ограничитель носит емкостной характер и составляет десятые доли миллиампера, вследствие чего в ОПН не выделяется активная мощность. При возникновении в сети перенапряжений сопротивление ОПН резко падает до нескольких ом, варисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание перенапряжения до значения, безопасного для изоляции защищаемого электрооборудования, поглощая энергию импульса перенапряжения, которая преобразуется в тепловую энергию и затем рассеивается в окружающую среду. При этом ток через ОПН возрастает до сотен ампер при появлении коммутационных перенапряжений и до тысяч ампер при воздействии грозových перенапряжений. Когда волна перенапряжения проходит, ограничитель вновь возвращается в непроводящее состояние. Время перехода ограничителя в проводящее состояние составляет единицы наносекунд, что позволяет ОПН эффективно ограничивать высокочастотные перенапряжения.

Варисторы, применяемые в ОПН, выполнены из оксидно-цинковой или металлооксидной керамики — нелинейного материала, получаемого в результате высокотемпературного обжига (до 1300 °С) специальной смеси окиси цинка 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. Коэффициент нелинейности растет с увеличением значения тока через оксидно-цинковый нелинейный рабочий резистор (НРР).

Параметры материала 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. Нелинейный рабочий резистор набирается из 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 высоконелинейных резисторов напряжение между ними распределяется неравномерно, что обуславливается не только емкостными сопротивлениями, но и разной электрической проводимостью отдельных резисторов, градиентом напряжения при заданном токе, тангенсом угла диэлект-

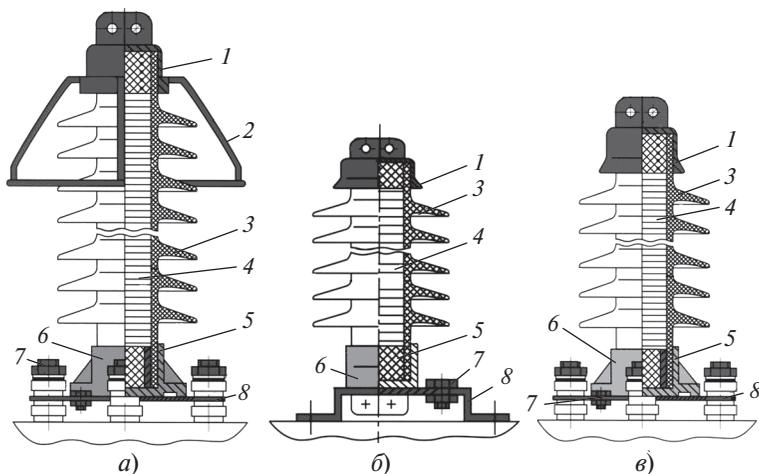


Рис. 6.49. Нелинейные ограничители перенапряжений:

a — 110 кВ; *б* — 3—20 кВ; *в* — 35 кВ: 1 — верхний фланец; 2 — экран; 3 — крышка; 4 — резистор; 5 — полимерная композиция; 6 — нижний фланец; 7 — болт заземления; 8 — основание

рических потерь. Увеличение числа последовательно соединенных резисторов уменьшает неравномерность распределения напряжения.

Диски из оксидно-цинковой керамики помещают в специальную термоусаживаемую трубку и нагревают до температуры 170—180 °С. Трубка плотно облегает диски, создавая продольное и поперечное давления. Продольное давление обеспечивает электрический контакт между отдельными дисками, а поперечное создает из разрозненных дисков одно конструктивное целое – колонку. На рис 6.49 приведены конструкции ОПН на разные классы напряжения.

6.7. Предохранители

Предохранители предназначены для защиты электрических цепей от токовых перегрузок и токов короткого замыкания. Защищаемая цепь отключается в результате разрушения специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение. Роль таких токоведущих частей выполняет так называемая *плавкая вставка*. Действие предохранителя основано на расплавлении плавкой вставки при протекании по ней токов перегрузки или короткого замыкания. Плавкая вставка предохранителя является ослабленным местом в цепи электрического тока. Она должна расплавиться раньше, чем температура проводов, обмоток машин или трансформаторов достигнет опасного значения для их изоляции. Предохранители включают последовательно в защищаемую цепь.

Основными элементами предохранителя являются: корпус, плавкая вставка (плавкий элемент), контактная часть, дугогасительное устройство и дугогасительная среда.

Предохранители с мелкозернистым наполнителем серии ПК представляют собой фарфоровые патроны с кварцевым песком и проволочками малого сечения в качестве плавких вставок. Предохранители типов ПКТ101—ПКТ105 предназначены для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий электропередачи, типа ПКН001 — для защиты трансформаторов напряжения в электроустановках трехфазного переменного тока, типов ПКЭ106 — ПКЭ108 — для защиты силовых электрических цепей, типа ПКЭН006 — для защиты трансформаторов напряжения в комплектных распределительных устройствах экскаваторов и передвижных электростанций.

Предохранители серии ПК изготавливают на напряжения 3, 6, 10, 35 кВ и номинальные токи 400, 300, 200, 40 А. Они обладают токоограничивающим эффектом, полное время их отключения при токах короткого замыкания составляет 0,005—0,007 с.

Предохранитель серии ПК (рис. 6.50) состоит из контактных стоек 1 и патрона 4. Контактные стойки укреплены на изоляторах 2, смонтированных на стальном основании 3. Патрон предохранителя состоит из изоляционного корпуса 8 в виде трубки из фарфора (реже стекла), армированного по концам колпаками 13 и термически закрытыми (запаянными) с обеих сторон торцевыми крышками 5. Внутри патрона находятся плавкие вставки 7. Весь объем корпуса заполнен кварцевым песком 6. Патрон предохранителя вставляется в контакты, укрепленные на опорных изоляторах. В зависимости от номинального тока предохранитель может иметь один, два или четыре патрона, включаемых параллельно (рис. 6.51). Для надежности крепления на контактах предохранителей типов ПКТ102 — 104 находятся откидывающиеся пружинящие скобы. Контакты предохранителей, подверженных ударам и вибрациям, имеют контактный замок, состоящий из накладной скобы и запирающего рычага.

Для обеспечения нормальных условий гашения дуги плавкие вставки должны иметь значительную длину и малое сечение. Плавкая вставка на малые токи (до 7,5 А) состоит из тонких параллельных проволок 9, намотанных на керамический сердечник 10

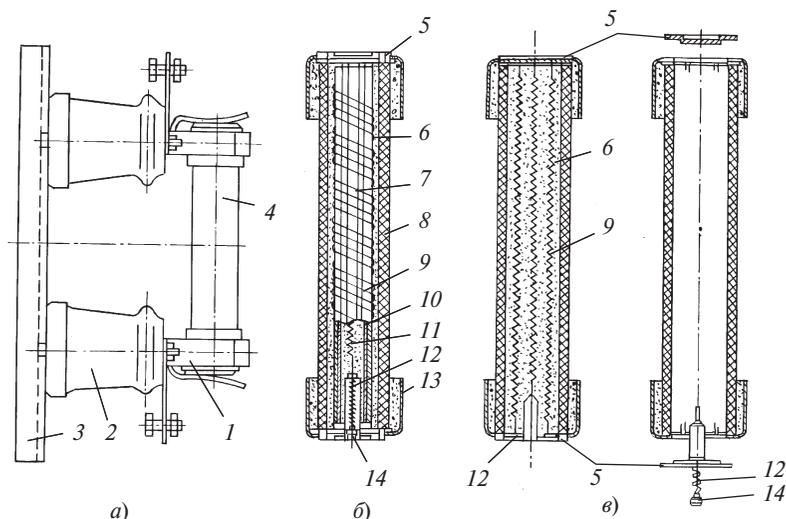


Рис. 6.50. Предохранители серии ПК:

a — общий вид предохранителей типов ПКН001 и ПКТ101; *б* — патрон на ток 7,5 А; 1 — контактные стойки; 2 — изолятор; 3 — стальное основание; 4 — патрон; 5 — крышки; 6 — кварцевый песок; 7 — плавкая вставка; 8 — изоляционный корпус; 9 — проволока; 10 — керамический сердечник; 11 — стальная вставка; 12 — пружина; 13 — колпаки; 14 — указатель срабатывания

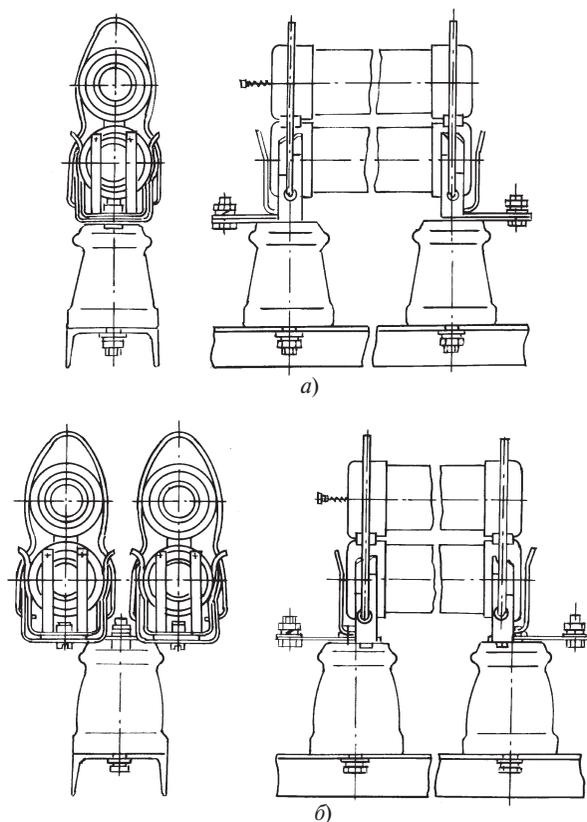


Рис. 6.51. Общий вид предохранителей типов ПКТ103 и ПКТ104

(см. рис. 6.50, б), на большие токи (свыше 7,5 А) — из нескольких параллельных спиралей (см. рис. 6.50, в). Для изготовления плавких вставок используют медную или серебряную проволоку малого сечения.

Предохранители типов ПКТ и ПКЭ снабжены указателями срабатывания 14. Указатель выбрасывается из трубки пружиной 12 после перегорания стальной вставки 11, которая нормально удерживает пружину в натянутом положении. Стальная вставка перегорает после плавления рабочей вставки, когда по ней проходит весь отключаемый ток. У предохранителей типа ПКТ указатель срабатывания отсутствует, о его срабатывании судят по показаниям приборов, включаемых во вторичную цепь трансформатора напряжения.

Для уменьшения температуры плавления плавкой вставки при протекании токов перегрузки используют эффект металлического

растворителя — на нее «напаиваются» оловянные шарики. Возникающая электрическая дуга быстро гасится в узких каналах между песчинками.

Для снижения возникающих перенапряжений гашение дуги искусственно затягивают, применяя плавкие вставки разного по длине сечения.

Предохранители с автогазовым гашением дуги предназначены для защиты от перегрузок и токов короткого замыкания силовых трансформаторов (при напряжении 10 и 35 кВ). При напряжении 110 кВ такие предохранители используют и для защиты сетей. Причем при напряжении 10 и 35 кВ предохранители применяют в сетях с изолированной нейтралью, а при напряжении 110 кВ — только в сетях с глухозаземленной нейтралью. Предохранители рассчитаны для установки в открытых распределительных устройствах. Общий вид и конструкция патрона такого предохранителя приведены на рис. 6.52 и 6.53.

Основной частью предохранителя является газогенерирующая трубка 2 (рис. 6.52), внутри которой расположен гибкий проводник 3, соединенный с плавкой вставкой 4 и контактным наконечником 1. Параллельно медной вставке расположена стальная вставка 5, воспринимающая усилие пружины, стремящейся вытащить гибкий проводник.

Головка патрона предохранителя 1 (рис. 6.53) зажата специальным держателем на изоляторе 2. На другом изоляторе на оси 4 укреплен контактный нож 5 со спиральной пружиной, которая стремится повернуть нож в положение 5'. Нож охватывает шейку контактного наконечника 6.

При срабатывании предохранителя сначала расплавляется медная вставка, а затем стальная. Под действием пружины нож 5 поворачивается, и гибкий проводник выбрасывается из трубки. Образующаяся после расплавления вставок электрическая дуга затягивается в трубку,

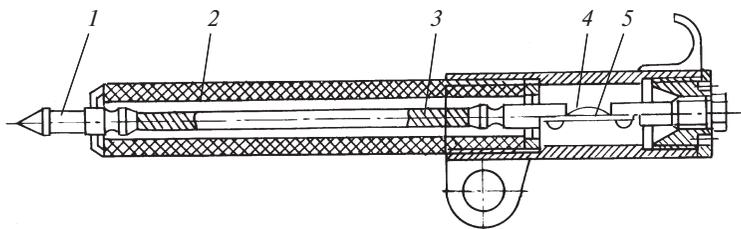


Рис. 6.52. Патрон предохранителя типа ПВТ:

1 — контактный наконечник; 2 — газогенерирующая трубка; 3 — гибкий проводник; 4 — плавкая вставка; 5 — стальная вставка

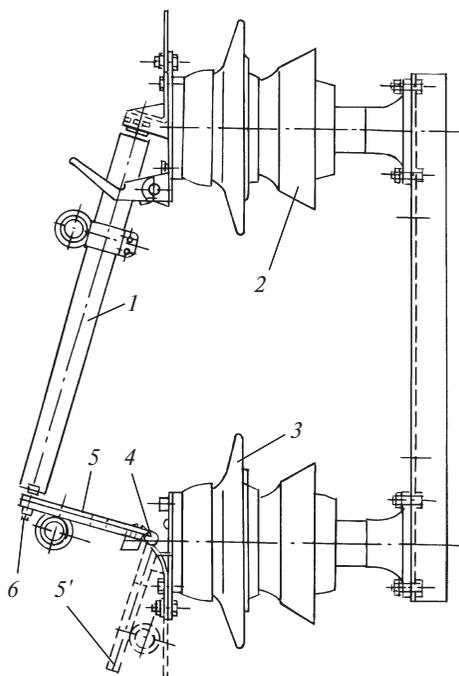


Рис. 6.53. Предохранитель типа ПВТ:

1 — головка патрона предохранителя; 2, 3 — изоляторы; 4 — ось; 5 — контактный нож; 6 — шейка контактного наконечника

из материала которой под воздействием энергии дуги интенсивно выделяется газ. Давление в трубке достигает 10—20 МПа, создается продольное дутье, способствующее погашению дуги. Чем больше ток короткого замыкания, тем интенсивнее продольное дутье и меньше время гашения дуги. При токах 1 кА дуга гаснет примерно за 0,3 с, а при токах 8—10 кА время гашения дуги сокращается до 0,04 с.

В нормальном режиме плавкая вставка нагревается до довольно высокой температуры. Поэтому чтобы не происходило газовыделение, вставку размещают не в газогенерирующей трубке, а в металлическом колпаке, который закрывает один конец трубки.

Гашение дуги сопровождается выбросом раскаленных газов и мощным звуком — выстрелом (отсюда и название «стреляющий»). В связи с этим предохранители типа ПВТ устанавливают таким образом, чтобы в зоне выхлопа не было электрических аппаратов. В процессе отключения длина дуги увеличивается по мере выброса гибкого проводника, поэтому перенапряжений не возникает.

6.8. Комплектные распределительные устройства и реклоузеры

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — собирают из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой степени готовности, изготовленных в заводских условиях. Состав ячеек КРУ определяется схемой главных цепей. Комплектные распределительные устройства двухстороннего и одностороннего обслуживания предназначены для приема и распределения электрической энергии системы трехфазного переменного тока. Они широко применяются на всех видах электрических станций, системных трансформаторных подстанциях и подстанциях промышленных предприятий, а также на других объектах электроснабжения.

Комплектные распределительные устройства имеют жесткую металлическую конструкцию, состоящую из корпуса шкафа, выкатного элемента и релейного шкафа. В корпусе шкафа КРУ могут быть встроены трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и токоведущие части. В верхней части шкафов КРУ находятся шкафы со встроенной аппаратурой релейной защиты и автоматики, управления, измерения, сигнализации. Выключатели, трансформаторы напряжения и разъёмные контакты (выполняющие роль разъединителей), устанавливаются на выкатном элементе (тележке). Конструкция КРУ и выкатных элементов предусматривает возможность фиксирования выкатных элементов в рабочем, контрольном положениях, а также их выкатывание из шкафа в ремонтное положение.

В качестве коммутационных аппаратов применяются вакуумные, элегазовые или маломасляные выключатели. Шкафы КРУ с вакуумными и элегазовыми выключателями имеют значительные коммутационный и механический ресурсы, более высокую эксплуатационную надёжность по сравнению с маломасляными выключателями. Общий вид КРУ на напряжение 10(6) кВ представлен на рис. 6.54.

В настоящее время комплектные распределительные устройства размещают в зданиях. Возможность строительства закрытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше появилась с развитием оборудования, имеющего повышенные изоляционные характеристики при небольших габаритных размерах. К такому виду оборудования относятся модульные комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Каждый модуль (ячейка) представляет собой отдельный вид оборудования и может быть скомпонован с другим модулем при помощи фланцевого соединения. Все оборудование размещается в алюминиевых трубах и постоянно находится под избыточным давлением.

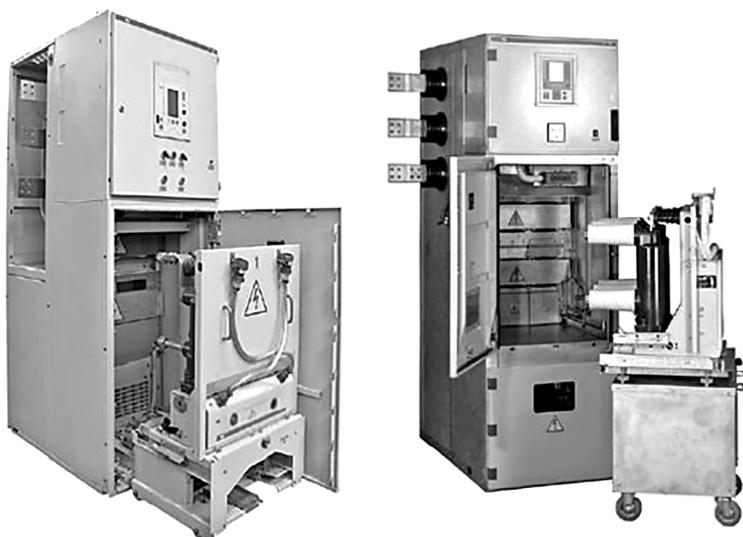


Рис. 6.54. Общий вид КРУ:

a — традиционное исполнение; *б* — устройство нового поколения

Для комплектации ячеек КРУЭ используют следующее оборудование:

- полюс выключателя для коммутации цепей под нагрузкой в нормальных и аварийных режимах;
- разъединитель для создания видимого разрыва при выводе оборудования в ремонт;
- заземляющие ножи для вывода оборудования в ремонт;
- соединительные патрубки;
- сильфоны для компенсации температурных расширений металлических составляющих ячейки;
- трансформаторы напряжения;
- трансформаторы тока;
- секции сборных шин;
- распределительные шкафы;
- шкафы контроля давления в оборудовании.

Ячейки КРУЭ выполняют следующих типов:

- линейная;
- секционная;
- шиносоединительная;
- трансформатора напряжения.



Рис. 6.55. Подстанция напряжением 110 кВ с элементами КРУЭ

Линейная ячейка состоит из выключателя, двух шинных разъединителей, линейного разъединителя, двух заземляющих ножей в сторону выключателя, последовательно установленных трансформаторов тока по обе стороны выключателя, агрегатного шкафа, в котором находится сигнальная и контрольная аппаратура. Ячейки линейного типа связывают секции шин с отходящими линиями. Наличие двух шинных разъединителей позволяет подключать потребителя к разным секциям шин при ремонте.

Секционная ячейка выключателем не оборудуется. Она предназначена только для создания видимого разрыва при выводе в ремонт секции шин. Секционные ячейки оснащают трансформаторами напряжения для контроля уровня напряжения в сети, синхронизации систем шин при вводе их в работу, а также для питания цепей учета.

Ячейка трансформатора напряжения состоит из трансформатора, разъединителя и заземляющих ножей в сторону трансформатора и в сторону системы шин.

Для присоединения к линейной ячейке кабеля применяют кабельные вводы специальной конструкции, а для воздушных линий — газонаполненные вводы.

На рис. 6.55 представлена подстанция напряжением 110 кВ, выполненная с использованием ячеек КРУЭ-110.

Реклоузер вакуумный — это автоматический пункт секционирования воздушных (воздушно-кабельных) линий электропередачи

трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 10(6) кВ, функционирующий при любом режиме работы нейтрали.

Реклоузер выполняет следующие функции:

- автоматическое отключение поврежденных участков;
- автоматическое повторное включение;
- автоматический ввод резервного питания;
- местную и дистанционную реконфигурацию сети;
- самодиагностику;
- измерение параметров режимов работы сети;
- ведение журналов событий в линии;
- дистанционное управление.

В состав реклоузера входят коммутационный модуль, шкаф управления и соединительный кабель. Для защиты реклоузера от грозовых перенапряжений комплект оборудования реклоузера дополняют одним или двумя комплектами ограничителей перенапряжения в зависимости от назначения аппарата. В качестве источника оперативного напряжения переменного тока комплект дополняют одним или двумя трансформаторами напряжения в зависимости от назначения аппарата.

Коммутационный модуль реклоузера сочетает в себе комбинацию твердой и воздушной изоляции токоведущих частей. Вакуумный выключатель в твердой изоляции размещен внутри герметичного металлического защитного корпуса. Такая конструкция позволяет значительно сократить массогабаритные показатели модуля, исключить возможность возникновения внутреннего перекрытия изоляции токоведущих частей, а также разместить в составе модуля встроенную систему измерения токов и напряжения.

Вакуумный выключатель, используемый в реклоузере, отличается от традиционных исполнений выключателей наличием твердой изоляции и меньшим межполюсным расстоянием.

Расположение вводов высокого напряжения коммутационного модуля выполнено в одной плоскости с некоторым разнесением по окружности, что обеспечивает удобство подключения реклоузера к проводам воздушной линии электропередачи. В реклоузере используется встроенная система измерения токов и напряжения в виде встроенных в вводы высокого напряжения комбинированных датчиков тока и напряжения. Конструкция коммутационного модуля реклоузера на напряжение 6—10 кВ представлена на рис. 6.56.

Шкаф управления реклоузера выполнен в виде модульной конструкции, основными элементами которой являются панель управле-

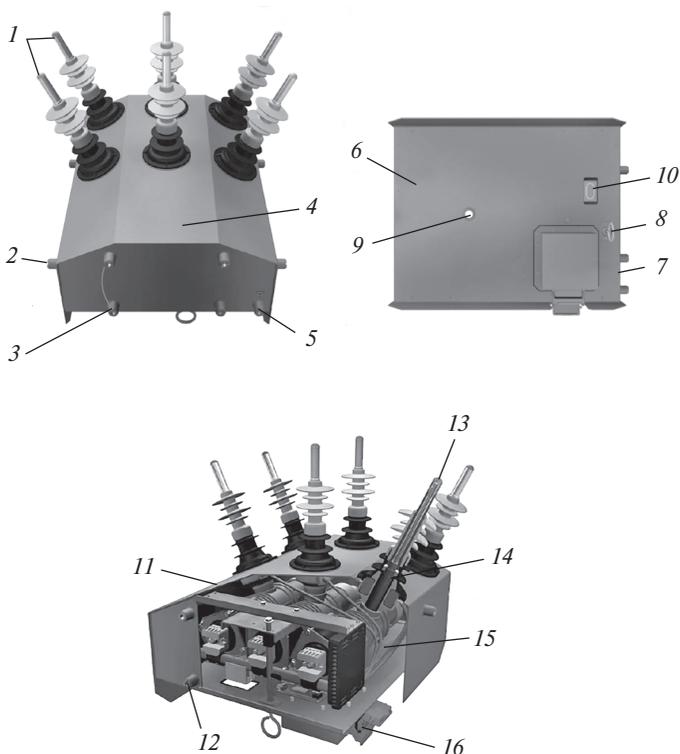


Рис. 6.56. Конструкция коммутационного модуля:

1 — вводы высокого напряжения; 2 — отверстие для присоединения монтажных рам; 3 — отверстие для присоединения монтажных кронштейнов; 4 — верхний кожух; 5 — отверстие для болта заземления; 6 — нижняя крышка; 7 — защитная крышка разъемов вторичных цепей; 8 — кольцо ручного отключения; 9 — дренажный фильтр; 10 — указатель положения главных контактов; 11 — выключатель вакуумный; 12 — микропереключатели; 13 — токоведущая жила; 14 — комбинированный датчик тока и напряжения; 15 — цепи измерения; 16 — штепсельный разъем

ния, модуль микропроцессора, модуль управления и модуль бесперебойного питания, размещенные в защитном металлическом корпусе.

Модуль микропроцессора обеспечивает работу алгоритмов защиты и автоматики, управление реклоузером, индикацию, ведение и хранение журналов оперативных и аварийных событий и другие функции.

Модуль управления предназначен для управления коммутационным модулем, осуществляя тем самым операции включения и отключения реклоузера.

Модуль бесперебойного питания предназначен для обеспечения надежного питания шкафа управления и внешней нагрузки.



Рис. 6.57. Реклоузер на напряжение 35 кВ

В шкафу управления размещено оборудование для интеграции в системы телемеханики — устройства связи.

На рис. 6.57 представлен общий вид реклоузера на напряжение 35 кВ.

6.9. Электрические коммутационные аппараты низкого напряжения

К основным аппаратам данного вида относятся контакторы, пускатели, предохранители, автоматические выключатели, рубильники, рубильники-переключатели.

Контакторы предназначены для частого дистанционного включения и отключения под нагрузкой электрической силовой цепи. Контактор осуществляет нулевую защиту электродвигателя, т.е. отключает его при исчезновении напряжения в питающей сети, а при повторной подаче напряжения сам не включается.

Основные части контактора показаны на рис. 6.58.

По роду тока различают контакторы постоянного и переменного тока. Независимо от рода тока главной цепи контакторы выполняют с управлением на постоянном или на переменном токе. Одно- и двух-полюсные контакторы постоянного тока выпускают на напряжение

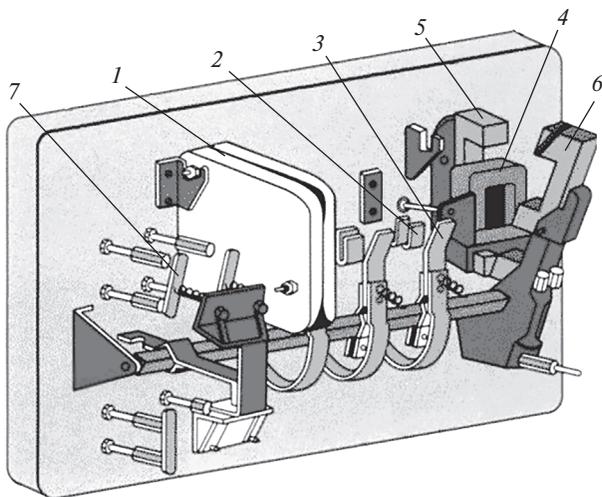


Рис. 6.58. Устройство контактора:

1 — дугогасительное устройство; 2, 3 — главные контакты; 4 — втягивающая катушка; 5 — неподвижная часть магнитопровода; 6 — подвижная часть магнитопровода; 7 — блок-контакты

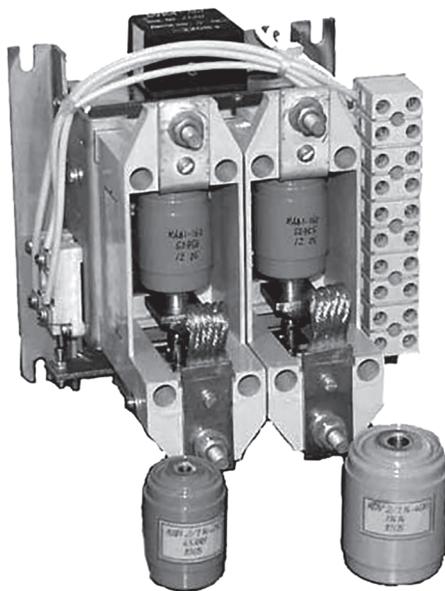


Рис. 6.59. Общий вид вакуумного контактора типа KB-1

220 и 440 В и токи до 630 А. Контакторы переменного тока производят на номинальный ток от 100 до 1000 А при числе главных контактов от одного до пяти.

В настоящее время освоен выпуск вакуумных контакторов на номинальные токи 160, 250, 400 А и номинальное напряжение до 1140 В переменного тока с двумя или тремя замыкающими главными контактами. Общий вид такого контактора представлен на рис. 6.59.

Магнитные пускатели применяют для дистанционного управления двигателями и другими электроустановками. Они обеспечивают нулевую защиту, т.е. при исчезновении напряжения или его снижении до 60 % номинального катушка не удерживает магнитную систему пускателя, и силовые контакты размыкаются. При восстановлении напряжения токоприемник остается отключенным. Это исключает возможность аварий, связанных с самопроизвольным пуском двигателя или другой электроустановки. Пускатели с тепловыми реле осуществляют также защиту электроустановки от длительных перегрузок.

Наибольшее распространение получили магнитные пускатели серий ПМЕ и ПАЕ. Первые используют для управления двигателями мощностью от 0,27 до 10 кВт, вторые — для управления двигателями и другими электроустановками мощностью от 4 до 75 кВт. Эти пускатели изготовляют на напряжения 220 и 380 В. Они могут быть реверсивными и нереверсивными. Реверсивные пускатели наряду

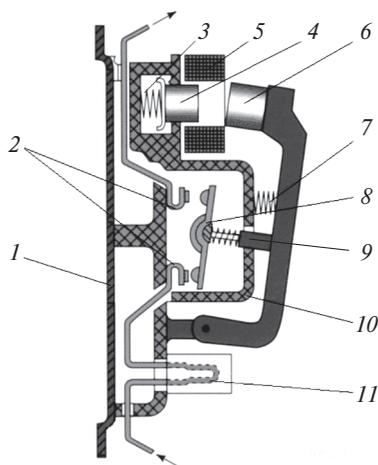


Рис. 6.60. Схема магнитного пускателя:

1 — основание; 2 — неподвижные контакты; 3 — пружина; 4 — магнитный сердечник; 5 — катушка; 6 — якорь; 7 — возвратная пружина; 8 — контактный мостик; 9 — пружина; 10 — дугогасительная камера; 11 — нагревательный элемент

с пуском, останом и защитой двигателя изменяют направление его вращения.

В магнитные пускатели встраиваются тепловые реле. Они срабатывают под влиянием протекающего по ним тока перегрузки двигателя и отключают его от сети. Катушка пускателя обеспечивает надежную работу при напряжении от 85 до 105 % номинального. На рис. 6.60 показана схема устройства магнитного пускателя.

Плавкие предохранители предназначены для защиты электрической установки от перегрузок и токов короткого замыкания. Основными элементами предохранителя являются плавкая вставка, включаемая в рассечку защищаемой цепи, и дугогасительное устройство, гасящее дугу, возникающую после плавления вставки.

К предохранителям предъявляют следующие требования:

- времятоковая (защитная) характеристика предохранителя должна проходить ниже, но возможно ближе к времятоковой характеристике защищаемого объекта;
- при коротком замыкании предохранители должны работать селективно;
- время срабатывания предохранителя при коротком замыкании должно быть минимально возможным;
- характеристики предохранителя должны быть стабильными;
- в связи с возросшей мощностью установок предохранители должны иметь высокую отключающую способность;
- замена сгоревшего предохранителя или плавкой вставки не должна требовать много времени.

В промышленности наибольшее распространение получили предохранители типов ПР-2 с гашением дуги в закрытом объеме и ПН-2 с мелкозернистым наполнителем.

Предохранители типа ПР-2 на токи от 15 до 60 А имеют упрощенную конструкцию. Плавкая вставка прижимается к латунной обойме колпачком, который является выходным контактом. Плавкая вставка штампуются из цинка, являющегося легкоплавким и стойким к коррозии материалом. Указанная форма вставки позволяет получить благоприятную времятоковую характеристику. В предохранителях на токи более 60 А плавкая вставка присоединяется к контактным ножам с помощью болтов. Плавкая вставка предохранителя типа ПР-2 располагается в герметичном трубчатом патроне, который состоит из фибрового цилиндра, обоймы и колпачка. Плавкая вставка предохранителя типа ПР-2 может иметь от одного до четырех сужений в зависимости от номинального напряжения. Суженные участки вставки способствуют быстрому ее плавлению при коротком замыкании и создают эффект токоограничения. В зависимости от номиналь-

ного тока выпускают шесть габаритов патронов различных диаметров. В патроне каждого габарита устанавливают вставки на различные номинальные токи. Так, в патроне на номинальный ток 15 А могут быть установлены вставки на ток 6, 10 и 15 А.

На рис. 6.61 представлена схема предохранителя типа ПР-2 на номинальные токи 100—1000 А.

Предохранитель типа ПН-2 имеет корпус квадратного сечения, изготовленный из прочного фарфора или стеатита. Внутри корпуса расположены ленточные плавкие вставки и наполнитель — кварцевый песок. Плавкие вставки привариваются к диску, который присоединяется к пластинам, связанным с ножевыми контактами. Пластины крепятся к корпусу винтами. В качестве наполнителя в предохранителе ПН-2 используется мелкозернистый кварцевый песок с влажностью не выше 3 %. Зерна кварцевого песка имеют высокую теплопроводность и хорошо развитую охлаждающую поверхность.

Плавкая вставка предохранителя типа ПН-2 выполняется из медной ленты толщиной 0,1—0,2 мм. Для получения эффекта токоограничения вставка имеет суженные сечения. Плавкая вставка разделена

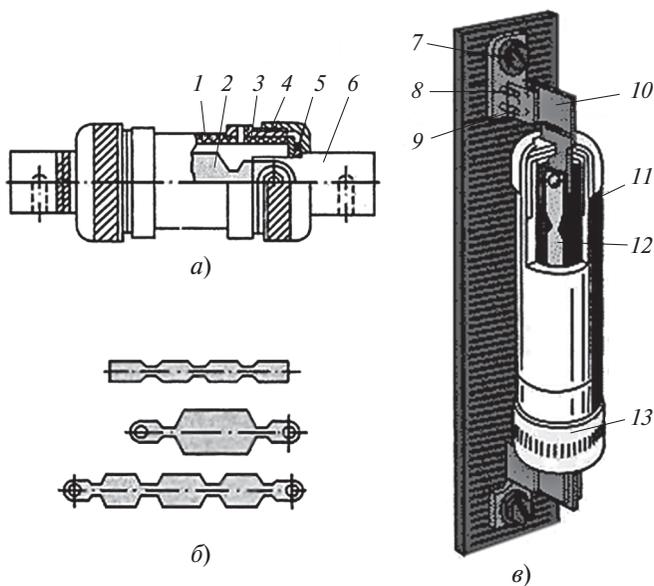


Рис. 6.61. Предохранитель типа ПР-2 на номинальные токи 100—1000 А:

а — общий вид патрона; *б* — формы плавких вставок; *в* — установка предохранителя; 1 — трубка; 2 — плавкая вставка; 3 — втулка; 4 — колпачок; 5 — шайба; 6 — нож; 7 — зажим; 8 — пружина; 9 — контактная стойка; 10 — контактный нож; 11 — фибровый патрон; 12 — плавкая вставка; 13 — колпачок

на три параллельных ветви для более полного использования наполнителя. Применение тонкой ленты обеспечивает эффективный теплоотвод от суженных участков и позволяет выбрать небольшое минимальное сечение вставки для данного номинального тока, что обеспечивает высокую токоограничивающую способность. Последовательное соединение нескольких суженных участков способствует замедлению роста тока после плавления вставки, так как возрастает напряжение на дуге предохранителя. Для снижения температуры плавления на вставки наносятся оловянные полоски. Предохранители типа ПН-2 изготавливают на номинальный ток до 630 А. Предельный отключаемый ток короткого замыкания, который может отключаться предохранителем, достигает 50 кА. На рис. 6.62 представлен предохранитель типа ПН-2 на номинальные токи 100—500 А.

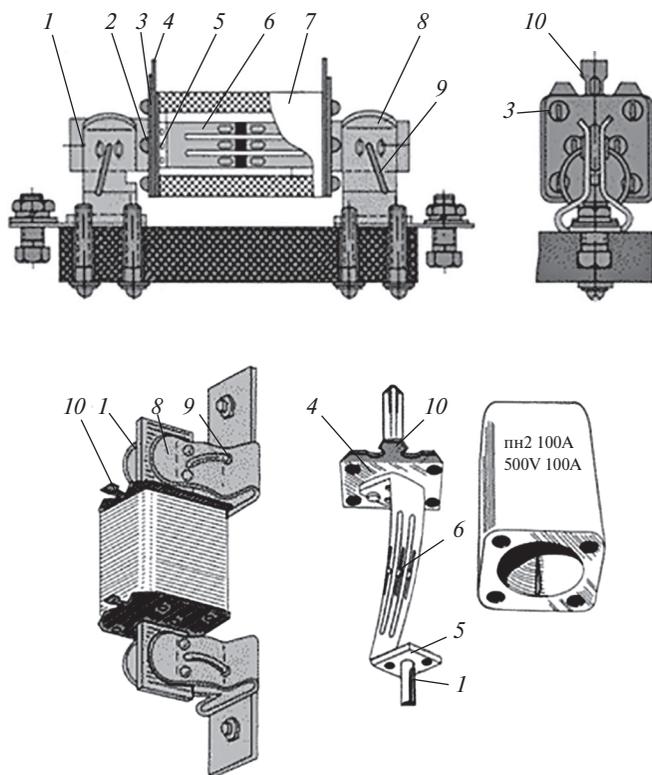


Рис. 6.62. Предохранитель типа ПН-2 на номинальные токи 100—500 А:

1 — нож; 2, 3 — винты; 4 — пластина; 5 — крепежный диск; 6 — плавкая вставка; 7 — фарфоровая трубка; 8 — контактная стойка; 9 — кольцевая пружина; 10 — Т-образный выступ для рукоятки

Автоматические выключатели (автоматы) применяют для нечастых включений и отключений электрических цепей и защиты электроустановок от перегрузки и коротких замыканий, а также недопустимого снижения напряжения. Выключаются автоматы обычно вручную, а при нарушении нормального режима — автоматически. Каждый автомат снабжен расцепителем максимального тока, а в некоторых типах — расцепителем минимального напряжения. Автоматы максимального тока служат для автоматического размыкания электрической цепи при возникновении в ней токов короткого замыкания и перегрузок сверх установленного предела. Автоматические выключатели состоят из следующих основных узлов: контактной и дугогасительной систем; расцепителей; механизмов управления и свободного расцепления. На рис. 6.63 представлена схема автоматического выключателя.

Рубильники широко используются в электротехнической аппаратуре и различаются между собой по значению номинального тока, числу полюсов (одно-, двух-, трехполюсные и с большим числом полюсов), наличию разрывных контактов (с разрывными контактами, без разрывных контактов). Для обеспечения требуемой скорости отключения, не зависящей от скорости движения руки оператора, рубильники кроме главных ножей могут иметь разрывные (момент-

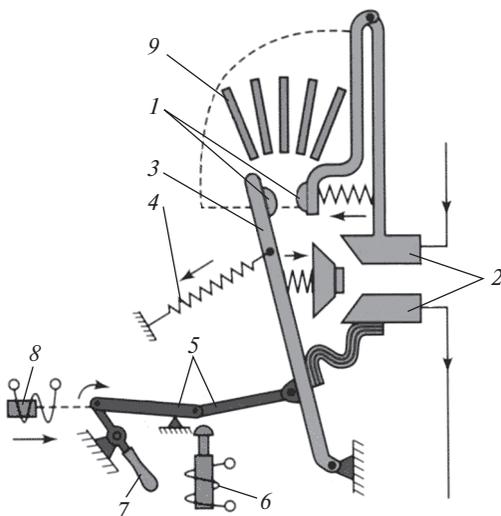


Рис. 6.63. Схема автоматического выключателя:

1 — дугогасительные контакты; 2 — главные контакты; 3 — контактный рычаг; 4 — пружина; 5 — рычаги механизма свободного расцепления; 6 — отключающий электромагнит; 7 — рукоятка; 8 — включающий электромагнит; 9 — дугогасительные пластины

ные) ножи. Последние, кроме того, предохраняют главные ножи рубильника от разрушающего действия дуги. Иногда для этих же целей используются специальные дугогасительные решетки.

В установках постоянного тока напряжением 220 В и переменного тока напряжением 380 В и выше рубильники используют только для включения и отключения обесточенных цепей. При отключении токов нагрузки при указанных напряжениях рубильники снабжают

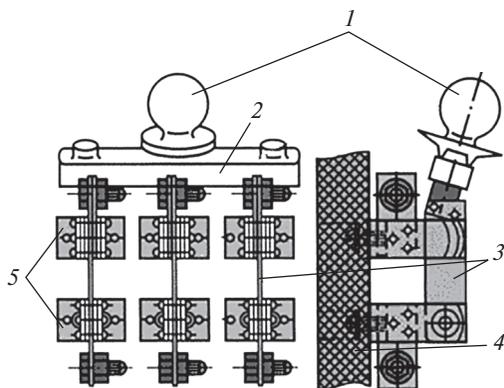


Рис. 6.64. Конструкция рубильника с центральной рукояткой:

1 — рукоятки; 2 — изоляционная планка; 3 — контактные ножи; 4 — панель; 5 — контактные стойки

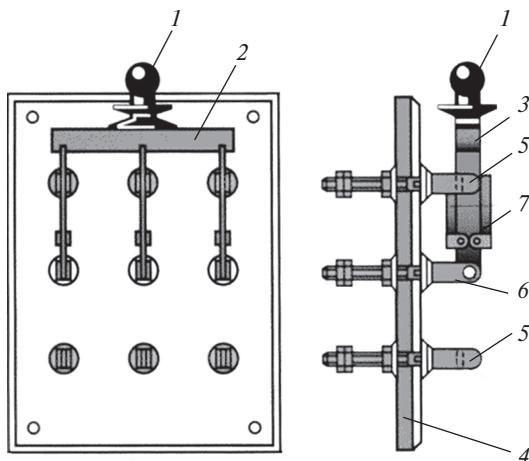


Рис. 6.65. Конструкция рубильника-переключателя:

1 — рукоятки; 2 — изоляционная планка; 3 — контактные ножи; 4 — панель; 5 — контактные стойки; 6 — шарнирная стойка; 7 — дугогасительные контакты

съемными дугогасительными камерами в виде решеток со стальными пластинками. На рис. 6.64 представлена конструкция рубильника.

Рубильники-переключатели используются для переключения установки или отдельных ее участков с одного источника питания на другой, для переключения электродвигателя с одной панели на другую (резервную) или для изменения схемы установки. Переключатели имеют на каждый полюс по три контактных стойки в отличие от рубильников, имеющих две стойки. На рис. 6.65 представлена конструкция рубильника-переключателя.

Глава седьмая

ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

7.1. Расчетные условия для выбора электрооборудования

Электрооборудование выбирают по условиям продолжительных режимов и проверяют его по условиям кратковременных режимов, определяющим из которых, как правило, является режим короткого замыкания.

Выбор электрических аппаратов и проводников, как и другого электрооборудования, проводится на основе сформулированных для них расчетных условий и данных о параметрах и технико-экономических характеристиках. Таким образом, выбору электрических аппаратов и проводников предшествует выявление расчетных условий, т.е. наиболее тяжелых, но достаточно вероятных условий, в которых может оказаться электрический аппарат или проводник при различных режимах его работы в электроустановке.

Различают четыре режима работы электроустановок и их элементов: *нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный*. Аварийный режим является кратковременным режимом, остальные — продолжительными. Хотя различные аварийные режимы по продолжительности составляют обычно доли процента продолжительности рабочих режимов, но их условия могут оказаться крайне опасными для успешного функционирования электрооборудования. Поэтому оборудование выбирают по расчетным условиям продолжительных рабочих режимов и обязательно проверяют по расчетным условиям аварийных режимов. В ряде случаев проверка электрооборудования по условиям аварийных режимов оказывается определяющей при его выборе.

Из возможных аварийных режимов расчетным для выбора электрооборудования обычно является режим короткого замыкания.

Расчетные условия короткого замыкания включают в себя:

- расчетную схему электроустановки;
- расчетную точку короткого замыкания;
- расчетный вид короткого замыкания;
- расчетную продолжительность короткого замыкания.

В качестве *расчетной схемы*, как правило, принимается схема со всеми включенными в работу элементами электроустановки.

В отдельных случаях в качестве расчетной может оказаться схема, в которой тот или иной элемент отключен.

Расчетное место короткого замыкания находится в схеме непосредственно с той или другой стороны от выбираемого электрооборудования в зависимости от того, какой случай короткого замыкания обуславливает большее значение тока в токоведущей части электрооборудования.

Расчетный вид короткого замыкания принимается в зависимости от степени воздействия тока короткого замыкания на электрооборудование. Расчетным видом короткого замыкания при проверке на термическую стойкость проводников и электрических аппаратов электроустановок напряжением свыше 1 вплоть до 35 кВ является трехфазное короткое замыкание, в электроустановках напряжением 110 кВ и выше — трех- или однофазное короткое замыкание, а в электроустановках генераторного напряжения электростанций — трехфазное или двухфазное короткое замыкание в зависимости от того, какое из них приводит к большему термическому воздействию. Для оценки значений токов двухфазного и однофазного коротких замыканий можно воспользоваться соотношением между токами короткого замыкания разных видов при замыканиях в одной и той же точке, которое приближенно определяется следующим образом:

$$K^{(n/3)} = \frac{I_{\kappa}^{(n)}}{I_{\kappa}^{(3)}} = m^{(n)} \frac{E^{(n)}}{E^{(3)}} \frac{X_{1\text{эк}}}{X_{1\text{эк}} + \Delta X^{(n)}} = m^{(n)} \frac{E^{(n)}}{E^{(3)}} \frac{1}{1 + \frac{\Delta X^{(n)}}{X_{1\text{эк}}}},$$

где $m^{(n)}$ и $\Delta X^{(n)}$ — коэффициент и дополнительное сопротивление при несимметричном (n) коротком замыкании.

При двухфазном коротком замыкании $\Delta X^{(2)} = X_{2\text{эк}}$, $m^{(2)} = \sqrt{3}$, при этом $\sqrt{3}/2 < K^{(2/3)} < \sqrt{3}$, а при однофазном коротком замыкании $\Delta X^{(1)} = X_{2\text{эк}} + X_{0\text{эк}}$, $m^{(1)} = 3$, при этом $0 \leq K^{(1/3)} < 1,5$.

Расчетная продолжительность короткого замыкания принимается в зависимости от назначения расчета. Электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов проверяется обычно по условиям воздействия электродинамических сил от ударного тока короткого замыкания ($t \approx 0,01$ с).

Расчетную продолжительность короткого замыкания при проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость при коротком замыкании определяют сложением времени действия основной релейной защиты, в зону действия которой входят проверяемые проводники и аппараты, и полного времени отключе-

ния ближайшего к месту короткого замыкания выключателя. Токопроводы и трансформаторы тока, применяемые в цепях генераторов мощностью 60 МВт и более, проверяют на термическую стойкость, определяя расчетную продолжительность короткого замыкания путем сложения времени действия основной защиты (при установке двух основных защит) или резервной защиты (при установке одной основной защиты) и полного времени отключения генераторного выключателя. Коммутационные электрические аппараты в цепях генераторов мощностью 60 МВт и более проверяют на термическую стойкость как по времени воздействия тока короткого замыкания, определяемому действием основной быстродействующей защиты, так и по времени действия резервной релейной защиты, если оно превышает время, нормируемое заводом-изготовителем.

При расчетной продолжительности короткого замыкания до 1 с процесс нагрева проводников под действием тока короткого замыкания допустимо считать адиабатическим. При наличии АПВ следует учитывать суммарное термическое действие тока короткого замыкания. При проверке кабелей на невозгораемость расчетную продолжительность короткого замыкания следует определять сложением времени действия резервной релейной защиты и полного времени отключения соответствующего выключателя.

7.2. Выбор электрических аппаратов и проводников по условиям рабочих продолжительных режимов

Электрические аппараты и проводники выбирают по уровню изоляции, допустимому нагреву токоведущих частей в продолжительных режимах, а проводники за исключением проводников сборных шин электроустановок выбирают еще и по экономически целесообразной нагрузке. При выборе электрических аппаратов должны быть выполнены следующие соотношения:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}},$$

а с учетом возможной перегрузки аппарата

$$I_{\text{пг. доп}} \geq I_{\text{раб.нб}},$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение аппарата; $U_{\text{с.ном}}$ — номинальное напряжение сети; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток аппарата; $I_{\text{раб.нб}}$ — наибольший рабочий ток цепи, равный расчетному току продолжительного режима; $I_{\text{пг. доп}}$ — допустимый ток перегрузки аппарата.

При выборе проводников должны быть выполнены следующие соотношения:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с. ном}},$$

причем для неизолированных проводников $U_{\text{ном}}$ определяется уровнем опорной изоляции;

$$S = S_{\text{экр}} = I_{\text{норм.расч}}/J_{\text{экр}};$$

$$I_{\text{прод.доп}} \geq I_{\text{раб.нб}},$$

а с учетом возможной перегрузки проводников (кабелей)

$$I_{\text{пг. доп}} \geq I_{\text{раб.нб}},$$

где S — сечение проводника, мм²; $S_{\text{экр}}$ — экономическое сечение проводника, мм²; $J_{\text{экр}}$ — нормируемая экономическая плотность тока, А/мм²; $I_{\text{прод.доп}}$ — продолжительно допустимый ток проводника.

Номинальный ток аппарата и продолжительно допустимый ток проводника устанавливаются при определенной нормированной температуре окружающей среды. Если температура окружающей среды отличается от нормированной, то токи пересчитываются по выражениям:

- для электрических аппаратов

$$I'_{\text{ном}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{прод.доп}} - \vartheta_{\text{окр}}}{\vartheta_{\text{прод.доп}} - \vartheta_{\text{окр.норм}}}};$$

- для проводников

$$I'_{\text{прод.доп}} = I_{\text{прод.доп}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{прод.доп}} - \vartheta_{\text{окр}}}{\vartheta_{\text{прод.доп}} - \vartheta_{\text{окр.норм}}}},$$

где $\vartheta_{\text{прод.доп}}$ — продолжительно допустимая температура, °С; $\vartheta_{\text{окр}}$ — температура окружающей среды, °С; $\vartheta_{\text{окр.норм}}$ — нормированная температура окружающей среды, °С.

Для аппаратов $\vartheta_{\text{окр.норм}} = 35$ °С, для проводников, проложенных на воздухе, $\vartheta_{\text{окр.норм}} = 25$ °С, для проводников, проложенных в земле и в воде, $\vartheta_{\text{окр.норм}} = 15$ °С.

Продолжительно допустимая температура аппаратов и проводников $\vartheta_{\text{прод.доп}}$ обычно ограничена условиями надежной работы электрических контактов и контактных соединений или условиями работы изоляции (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Продолжительно допустимые температуры нагрева элементов электроустановок

Элемент электроустановки	Продолжительно допустимая температура, °С
Провода и окрашенные неизолированные шины	70
Провода и шнуры с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией	65
Кабели до 10 кВ с изоляцией:	
из поливинилхлоридного пластика или полиэтилена	70
из сшитого полиэтилена	90
Кабели с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги напряжением:	
до 1 кВ	80
6 кВ	65/80
10 кВ	60/70
35 кВ	50/65
Контакты из меди и медных сплавов без покрытия:	
в воздухе	75
в элегазе	90
в изоляционном масле	80
Соединения (кроме сварных и паяных) из меди, алюминия и их сплавов без покрытия:	
в воздухе	90
в элегазе	105
в изоляционном масле	100
Выводы электрических аппаратов из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с проводниками внешних электрических цепей:	
без покрытия	90
с покрытием оловом, никелем или серебром	105
То же, но с покрытием контактной поверхности внешнего проводника серебром	120
Материалы, используемые в качестве изоляции, и металлические детали в контакте с изоляцией следующих классов нагревостойкости:	
У	90
А	105
Е	120

Элемент электроустановки	Продолжительно допустимая температура, °С
Материалы, используемые в качестве изоляции, и металлические детали в контакте с изоляцией следующих классов нагревостойкости:	
В	130
F	155
H	180
200	200
220	220
250	250
Металлические детали или детали из изоляционных материалов, соприкасающиеся с маслом, за исключением контактов	100
Масло в масляных коммутационных электрических аппаратах в верхнем слое	90
Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части, не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120

Примечание. В числителе указаны допустимые температуры нагрева для кабелей с изоляцией, пропитанной вязкими изоляционными составами, содержащими полиэтиленовый воск в качестве загустителя (их выпуск прекращен), в знаменателе — для кабелей с изоляцией, пропитанной нестекающим составом или вязким маслоканифольным составом, содержащим не менее 25 % канифоли (или составом, аналогичным по характеристикам).

7.3. Проверка коммутационных электрических аппаратов на коммутационную способность

На коммутационную способность проверяются все коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, плавкие предохранители, разъединители, автоматы, контакторы, магнитные пускатели, рубильники и т.п.).

Проверка на коммутационную способность выключателей напряжением свыше 1 кВ состоит в доказательстве того, что предварительно выбранные выключатели удовлетворяют условиям

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}; \quad (7.1)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{ат}}, \quad (7.2)$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ — номинальный ток отключения выключателя (действующее значение периодической оставляющей тока); $I_{\text{пт}}$ — действующее

щее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи в момент времени τ прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя; $i_{a.\text{норм}}$ — нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения; $\beta_{\text{норм}}$ — нормированное процентное содержание аperiodической составляющей номинального тока отключения (оно устанавливается заводом-изготовителем и должно быть не менее значения, определяемого по кривой на рис. 7.1); $i_{\text{ат}}$ — расчетное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в цепи в момент времени τ .

Время τ принимают равным собственному времени отключения выключателя (т.е. без учета времени действия привода выключателя с добавлением 0,01 с).

Затем проверяется выполнение условий:

$$I_{\text{вкл.норм}} \geq I_{\text{п0}}; \quad (7.3)$$

$$i_{\text{вкл.норм}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (7.4)$$

$$u_{\text{в.норм}} \geq u_{\text{в}}, \quad (7.5)$$

где $I_{\text{вкл.норм}}$ — нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя; $I_{\text{п0}}$ — начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания; $i_{\text{вкл.норм}}$ — нормированное мгновенное значение тока включения выключателя; $i_{\text{уд}}$ — значение ударного тока короткого замыкания; $u_{\text{в.норм}}$ — нормированное значение собственного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя при отключении короткого замыкания в цепи; $u_{\text{в}}$ — собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя при отключении расчетного короткого замыкания в цепи.

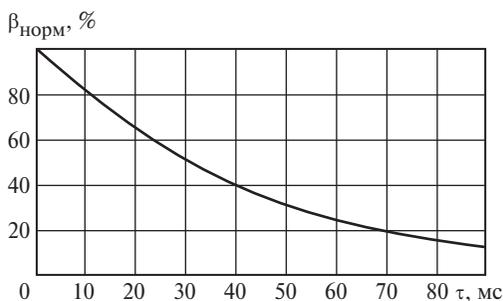


Рис. 7.1. Кривая для определения нормированного процентного содержания аperiodической составляющей номинального тока отключения

Выключатель, удовлетворяющий по своим параметрам условиям (7.1)—(7.5), может быть принят к установке в данной цепи.

7.4. Условия выбора и проверки проводников и электрических аппаратов

Выбор и проверка по условиям короткого замыкания проводников и электрических аппаратов разных видов имеют некоторую специфику (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Условия выбора и проверки проводников и электрических аппаратов

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Выключатель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $I_{\text{пг.доп}} \geq I_{\text{пг.расч}}$ (при допустимости перегрузки выключателя) $I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$ при $t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.ном}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$ при $t_{\text{откл}} \leq t_{\text{тер.ном}}$ $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{ат}}$ Далее проверяется $u_{\text{в.ном}} \geq u_{\text{в}}$
Разъединитель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$ при $t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.ном}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$ при $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}}$ $I_{\text{откл.доп}} \geq I_{\text{раб } \tau}$ (допускается в строго оговоренных частных случаях)
Отделитель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Отделитель	$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}} \text{ при } t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \text{ при } t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}}$
Короткозамыкатель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}} \text{ при } t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \text{ при } t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}}$
Предохранитель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пр.ож}}$ <p>Соответственно времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи</p>
Выключатель нагрузки	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $I_{\text{вкл.доп}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{вкл.доп}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}} \text{ при } t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \text{ при } t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{откл.ном}} = I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ <p>В отдельных случаях допускается $I_{\text{откл. ном}} > I_{\text{ном}}$ (соотношение указывается изготовителем). Соответствие времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи (при установке выключателя нагрузки последовательно с предохранителем)</p>
Трансформатор тока (кроме оптических)	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $i_{\text{дин}} = k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{ном}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} = (k_{\text{тер}} I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_{2 \text{ ном}} > Z_{2 \text{ расч}} = R_{2 \text{ расч}} \text{ (в необходимом классе точности)}$

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Трансформатор напряжения (кроме оптических)	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $S_{\text{ном}} \geq S_{2 \text{ расч}} \text{ (в необходимом классе точности)}$ $S_{\text{пред}} = S_{\text{max}} \geq S_{2 \text{ нб}} \text{ (в режиме наибольшей отдаваемой мощности)}$
Опорный изолятор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}} \text{ (для одиночных изоляторов)}$ $F_{\text{доп}} = F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}} \text{ (для спаренных изоляторов)}$
Проходной изолятор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}}$
Реактор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $X_{LR} \geq X_{LR \text{ расч}} \text{ ((определяется по условиям необходимого ограничения токов короткого замыкания и предельно допустимой потере напряжения на реакторе в нормальном режиме работы)}$
Шина, провод неизолированный	$S \approx S_{\text{эkn}} = I_{\text{норм.расч}}/J_{\text{эkn}} \text{ (за исключением сборных шин электроустановок напряжением до 1 кВ с } T_{\text{нб}} < 5000 \text{ ч, сетей временных сооружений и ответвлений к электроприемникам напряжением до 1 кВ, резисторам, реакторам и т.п.). Сечение проводников воздушных линий 330—1150 кВ выбирается по экономическим интервалам}$ $I_{\text{прод.доп}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $\vartheta_{\text{кр.доп}} \geq \vartheta_{\text{кн}} \text{ или } S \geq S_{\text{тер min}} = \sqrt{B_{\text{к}}}/C_{\text{тер}}$
Кабель, провод изолированный	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $S \approx S_{\text{эkn}} = I_{\text{норм.расч}}/J_{\text{эkn}}$ $I_{\text{прод.доп}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $I_{\text{пг.доп}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $\vartheta_{\text{кр.доп}} \geq \vartheta_{\text{кн}} \text{ или } S \geq S_{\text{тер min}} = \sqrt{B_{\text{к}}}/C_{\text{тер}}$
Закрытый шинный токопровод	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Примечания: 1. В правых частях неравенств величины $I_{п0}$, $i_{уд}$, B_k , $I_{пт}$, $i_{ат}$, u_v , $I_{пр.ож}$, $\vartheta_{кн}$ должны быть представлены расчетными значениями, т.е. наибольшими в условиях установки или цепи.

2. Проверка оптических трансформаторов тока по нагрузке вторичной обмотки и оптических трансформаторов напряжения по мощности вторичной обмотки не проводится.

3. $T_{нб}$ — время использования наибольшей нагрузки; σ — механическое напряжение; ϑ — температура проводников; $C_{тер}$ — характеристика; $S_{тер}$ — сечение проводника по термической стойкости.

7.5. Пример выбора электрооборудования

Задача. На основании расчета трехфазного короткого замыкания в точке K (см. задачу в п. 4.3.6) провести выбор и проверку электрооборудования, устанавливаемого на стороне высшего напряжения блочного трансформатора.

Решение. Наибольший рабочий ток блочного трансформатора с учетом допустимой перегрузки составляет

$$I_{\text{раб.нб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,525 \text{ кА}.$$

Намечаем к установке элегазовый выключатель типа HPL 242, имеющий следующие параметры:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &= 220 \text{ кВ}; \quad I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; \quad I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}; \quad i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА}; \\ I_{\text{вкл.ном}} &= 40 \text{ кА}; \quad i_{\text{вкл.ном}} = 100 \text{ кА}; \quad I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}; \\ \beta_{\text{ном}} &= 56 \%; \quad I_{\text{тер.ном}} = 40 \text{ кА}; \quad i_{\text{тер.ном}} = 3 \text{ с}; \\ t_{\text{св.откл}} &= 0,019 \text{ с}; \quad t_{\text{пв.откл}} = 0,04 \text{ с}. \end{aligned}$$

По условиям рабочего продолжительного режима

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} = U_{\text{с.ном}} = 220 \text{ кВ}; \quad I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А} > I_{\text{раб.нб}} = 525 \text{ А}.$$

Далее необходимо провести проверку выбранного выключателя по условиям воздействия тока короткого замыкания. Наиболее тяжелые условия для него будут при коротком замыкании в точке K на выводах трансформатора, для которой $I_{п0} = 4,23 \text{ кА}$ и $i_{уд} = 10,76 \text{ кА}$.

Проверка выключателя по включающей способности

$$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА} > I_{п0} = 4,23 \text{ кА}; \quad i_{\text{вкл.ном}} = 100 \text{ кА} > i_{уд} = 10,76 \text{ кА}.$$

Проверка выключателя по отключающей способности

$$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА} > I_{пт} = I_{п0} = 4,23 \text{ кА}.$$

Проверка выключателя по содержанию апериодической составляющей тока короткого замыкания

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} \beta_{\text{ном}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 56 / 100 = 31,67 \text{ кА}.$$

Время до начала расхождения контактов выключателя составляет

$$\tau = 0,01 + t_{\text{св.откл}} = 0,01 + 0,019 = 0,029 \text{ с,}$$

при этом

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\frac{\tau}{T_{\text{аGS}}}} = \sqrt{2} \cdot 4,23 \cdot e^{-\frac{0,029}{0,045}} = 3,13 \text{ кА.}$$

Для данного выключателя

$$I_{\text{а.норм}} = 31,67 \text{ кА} > i_{\text{ат}} = 3,13 \text{ кА.}$$

Проверка выключателя на электродинамическую стойкость

$$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА} > I_{\text{п0}} = 4,23 \text{ кА}; i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 10,76 \text{ кА.}$$

Для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо определить значение интеграла Джоуля. Время отключения короткого замыкания $t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,05 + 0,04 = 0,09 \text{ с}$. Время срабатывания релейной защиты $t_{\text{р.з}}$ принято равным 0,05 с. Значение интеграла Джоуля равно

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{аGS}}) = 4,23^2 (0,09 + 0,045) = 2,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Так как в данном случае $t_{\text{откл}} = 0,09 \text{ с} < t_{\text{тер.норм}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}.$$

Для выбранного выключателя $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,09 = 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$,

что больше $B_{\text{к}} = 2,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Таким образом, выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Намечаем к установке разъединитель РГНП-220/1000 УХЛ1, имеющий следующие параметры:

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}; i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}; \\ I_{\text{тер.норм}} = 31,5 \text{ кА}; t_{\text{тер.норм}} = 3 \text{ с.}$$

По условиям рабочего продолжительного режима

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} = U_{\text{с.ном}} = 220 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{раб.нб}} = 525 \text{ А.}$$

Проверка разъединителя на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 10,76 \text{ кА}.$$

Для выбранного разъединителя $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} = 31,5^2 \cdot 0,09 = 89,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, что больше $B_{\text{к}} = 2,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Таким образом, выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Глава восьмая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

8.1. Виды и типы схем

В соответствии с ГОСТ 2.701—2008. «Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению» *схемой* называется документ, на котором показаны в виде условных изображений или обозначений составные части изделия и связи между ними. В зависимости от видов элементов и связей, входящих в состав установки, применительно к электрической части электростанций и подстанций схемы разделяют на электрические и энергетические.

Схема электрическая — это документ, содержащий в виде условных изображений или обозначений составные части изделия, действующие при помощи электрической энергии, и их взаимосвязи.

Схема энергетическая — это документ, содержащий в виде условных изображений или обозначений составные части энергетических установок и их взаимосвязи.

В свою очередь виды схем в зависимости от основного назначения подразделяют на структурные, функциональные, принципиальные (полные), соединений (монтажные) и др.

Схема структурная определяет основные функциональные части установки, их назначение и взаимосвязи между ними, а также отображает принцип действия установки в самом общем виде. Действительное расположение составных частей на структурной схеме не учитывается и способ связи не раскрывается. Построение схемы должно давать наглядное представление о составе установки и последовательности взаимодействия ее функциональных частей. Функциональные части на схеме изображают в виде условных графических обозначений. Она разрабатывается на начальных стадиях проектирования и предшествует разработке схем других типов.

Схема функциональная разъясняет процессы, протекающие в отдельных функциональных цепях установки или установки в целом.

Схема принципиальная (полная) определяет полный состав элементов и взаимосвязи между ними и, как правило, дает полное (детальное) представление о принципах работы установки. На практике принципиальные схемы подразделяют на два типа. Один тип схем отображает первичные (силовые) сети и, как правило, выполня-

ется в однолинейном изображении, так как рассматриваются трехфазные установки переменного тока. Другой тип принципиальных схем отражает вторичные сети (управление приводом, линией, защиту, блокировки, сигнализацию).

Схема соединений (монтажная) показывает соединения составных частей установки и определяет типы проводов, жгутов, кабелей или трубопроводов, которыми осуществляются эти соединения, а также места их присоединений и ввода (разъемы, платы, зажимы и т.п.).

8.2. Нормативная документация

При проектировании обоснование и выбор схем ведется с учетом технических требований, зафиксированных в нормативной документации, которую классифицируют по следующим группам:

- национальные стандарты, которые в настоящее время координируются со стандартами ISO Международной организации по стандартизации, стандартами IEC Международной электротехнической комиссии, стандартами EN Европейского сообщества;
- правила устройства электроустановок (ПУЭ), правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ), межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок и др.;
- нормы технологического проектирования электростанций различного типа, нормы технологического проектирования подстанций и др.;
- разного рода руководящие документы и указания.

8.3. Требования, предъявляемые к схемам электроустановок

При выборе структурных схем (схем выдачи мощности) электростанций и подстанций необходимо учитывать следующие факторы.

Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме. Предназначение электростанций определяет целесообразность применения различных структурных схем их построения. Подстанции могут быть предназначены для питания отдельных потребителей или района, а также для связи частей энергосистемы или различных энергосистем.

Положение электростанций в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Шины высшего напряжения электростанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины проходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую, т.е. транзит мощности. При выборе

схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

Категория потребителей по степени надежности электроснабжения. Все потребители согласно ПУЭ разделяют на три категории.

К потребителям *первой категории* относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб государству, расстройство сложного технологического процесса. Электроприемники этой категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников, перерыв допускается на время автоматического восстановления питания. Из состава электроприемников первой категории выделяют особую группу, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства в целях предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Для электроснабжения этой группы потребителей используется третий независимый источник. Это могут быть местные электростанции, агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи. Большинство потребителей собственных нужд атомных электростанций относятся к потребителям первой категории.

К потребителям *второй категории* относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям механизированного и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности большого количества жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать электроснабжением от двух независимых источников. Для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного электроснабжения действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

К потребителям *третьей категории* относят все остальные электроприемники. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы питания, необходимые для устранения неисправностей, не превышают одних суток.

8.4. Структурные схемы электростанций и подстанций

Структурная схема (схема выдачи мощности) любой электростанции определяет распределение генераторов между распределительными устройствами разных напряжений, трансформаторную и автотрансформаторную связь между ними, способ соединения генераторов с блочными трансформаторами, точки подключения пускорезервных и резервных трансформаторов собственных нужд и т.п.

При проектировании схемы выдачи мощности намечают технически возможные варианты ее исполнения. Для каждого варианта определяют перетоки мощности через трансформаторы и автотрансформаторы, осуществляют выбор их мощности и вычисляют потери энергии, а также определяют ущерб от ненадежности работы элементов схемы выдачи мощности, находят капитальные, эксплуатационные и приведенные затраты.

Далее в результате сравнения вариантов схемы выдачи мощности по критерию минимума приведенных затрат выявляют рациональный вариант. Если несколько вариантов попадают в зону неопределенности (5 % минимальных приведенных затрат), то наилучший вариант выбирают с помощью комплексной оценки качеств, не вошедших в приведенные затраты. При составлении структурной схемы расчет токов короткого замыкания не проводят, выключатели выбирают только по номинальному напряжению и максимальному току.

Структурные схемы современных электростанций разного типа строят по блочному принципу (за исключением теплоэлектроцентралей с агрегатами мощностью до 63 МВт). Основные типы блоков представлены на рис. 8.1.

Генераторы соединяются с повышающими трансформаторами, как правило, по схемам одиночного блока без генераторного выключателя (рис. 8.1, *а*) и с генераторными выключателями (рис. 8.1, *б*). Последние в какой-то мере снижают надежность работы блока. С другой стороны, уменьшается количество коммутаций выключателями на стороне повышенного напряжения, которые обладают меньшей надежностью по сравнению с генераторными выключателями. Это обстоятельство превалирует, и в целом надежность блока повышается. Кроме того, наличие генераторного выключателя позволяет производить пуск и останов блоков от рабочих трансформаторов собственных нужд, что повышает надежность системы собственных нужд и позволяет использовать резервные трансформаторы собственных нужд мощностью, равной мощности рабочих трансформаторов. Схема на рис. 8.1, *а* в настоящее время не применяется, но на действующих объектах еще встречается. При трудностях изготовления блочного трансформатора необходимой мощности используется схема с двумя блочными трансформаторами меньшей мощности, работающими параллельно. Генераторы большой мощности, имеющие две параллельные обмотки статора, подключаются к трансформатору с расщепленной обмоткой низшего напряжения, (рис. 8.1, *д*). При наличии связи блока с двумя распределительными устройствами повышенного напряжения применяются схемы, представленные на рис. 8.1, *е* и 8.1, *ж*. Схема с блочным автотрансформатором используется для сетей с эффективным заземлением нейтрали

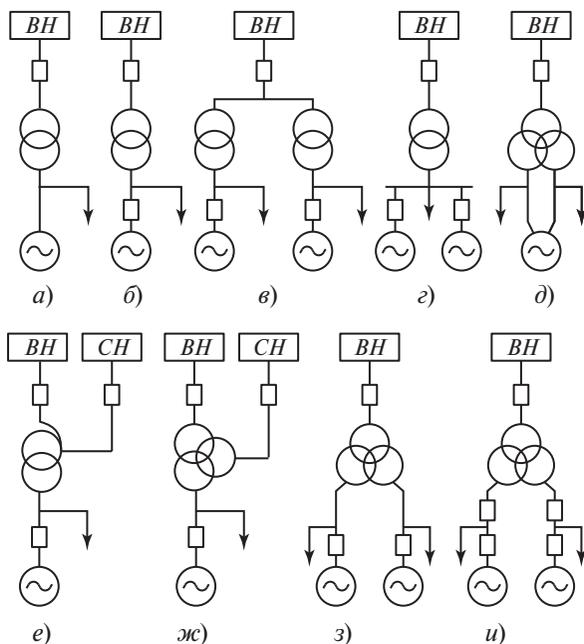


Рис. 8.1. Схемы блоков:

a — одиночный блок без генераторного выключателя; *б* — одиночный блок с генераторным выключателем; *в* — объединенный блок; *г* — укрупненный блок; *д* — блок генератора 1200 МВт; *е* — блок с трехобмоточным автотрансформатором; *ж* — блок с трехобмоточным трансформатором; *з* — блок с двухобмоточным трансформатором с расщепленной обмоткой низшего напряжения; *и* — объединенный блок с двухобмоточным трансформатором с расщепленной обмоткой низшего напряжения

и оправдана только в том случае, когда номинальная мощность последнего будет не меньше отношения мощности генератора за вычетом мощности собственных нужд блока к коэффициенту выгоды (см. гл. 3), а также если кроме мощности, передаваемой из сети низшего напряжения в сеть высшего напряжения, существует постоянный переток мощности из сети среднего напряжения в сеть высшего напряжения. Схему с блочным трехобмоточным трансформатором применяют для связи сетей с различными режимами заземления нейтралей.

Использование схем с укрупненными и объединенными блоками продиктовано стремлением к экономии числа присоединений к распределительному устройству повышенного напряжения. Допустимость укрупнения или объединения блоков определяется из условия сохранения устойчивой параллельной работы энергосистем при расчетных отказах ($\Delta P \leq \Delta P_{\text{доп}}$). Схема на рис. 8.1, *з* недостаточно гиб-

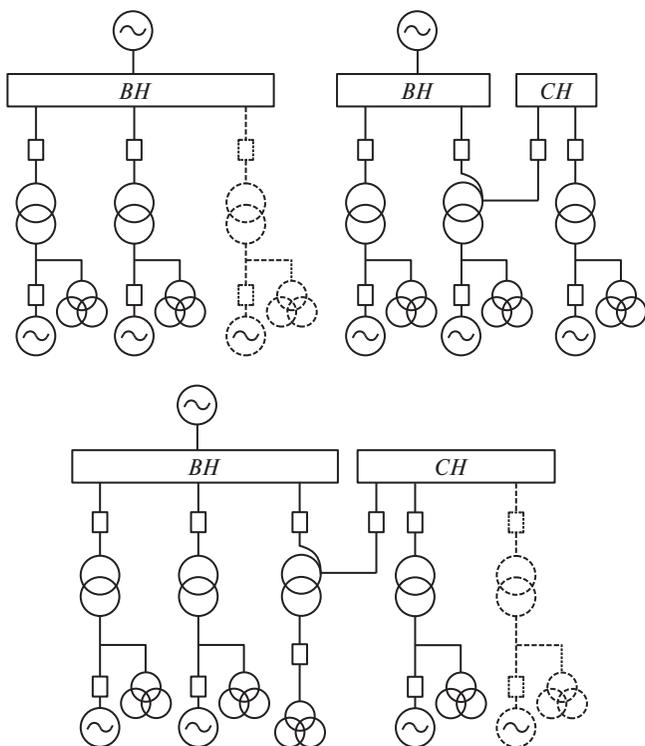


Рис. 8.2. Примеры структурных схем конденсационных электростанций

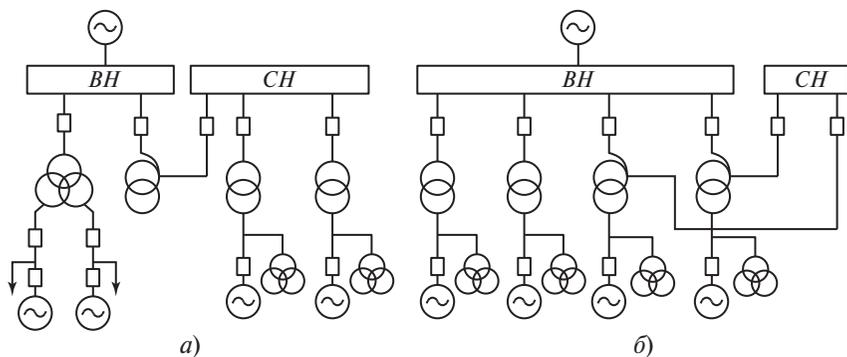


Рис. 8.3. Примеры структурных схем атомных электростанций

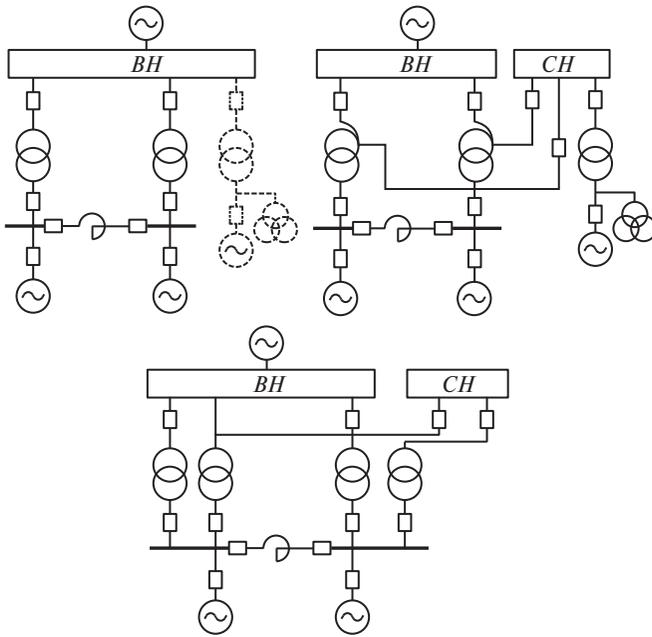


Рис. 8.4. Примеры структурных схем теплоэлектростанций

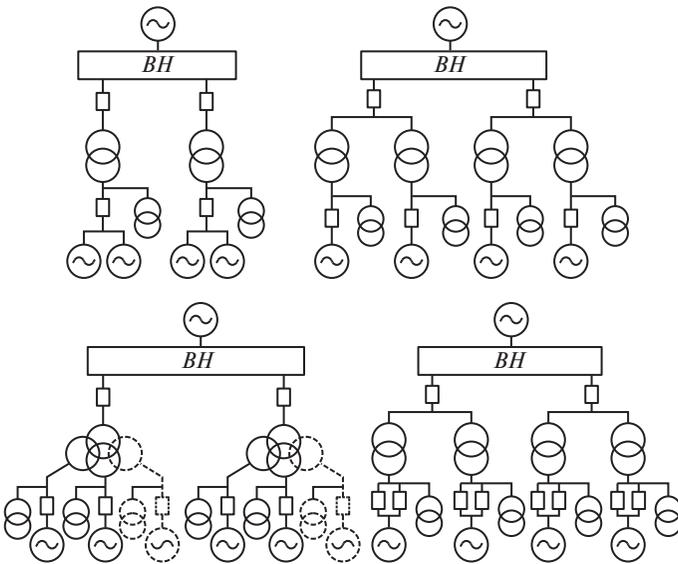


Рис. 8.5. Примеры структурных схем гидравлических и гидроаккумулирующих станций

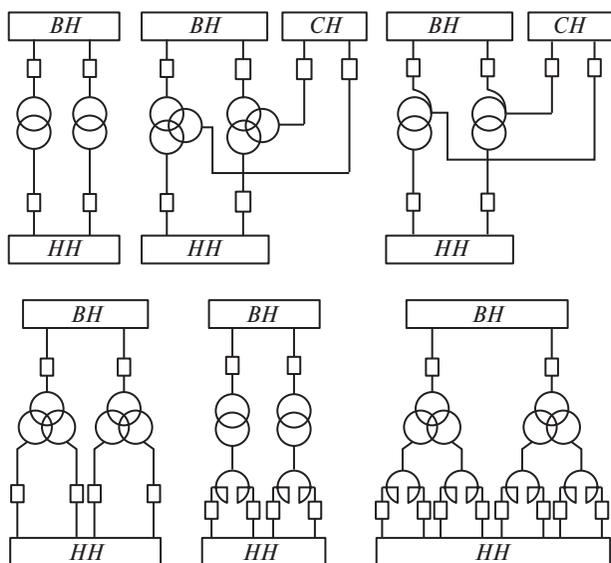


Рис. 8.6. Примеры структурных схем подстанций

кая ввиду того, что ремонтное и аварийное состояния блочного трансформатора определяются режимом работы более чем одного генератора. На тепловых станциях она практически не применяется и требует специального обоснования. Данную схему наряду со схемой рис. 8.1, *г* используют на гидравлических и гидроаккумулирующих электростанциях. Схемы на рис. 8.1, *в*, *д*, *з* и *и* применяют на атомных электростанциях для объединения блоков большой мощности.

На рис. 8.2—8.6 приведены примеры структурных схем электростанций и подстанций.

8.5. Распределительные устройства

8.5.1. Общие сведения

Распределительное устройство — это электроустановка, служащая для приема и распределения электрической энергии одного класса напряжения. Такие электроустановки содержат набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства релейной защиты и автоматики, средства учета и измерения. По месту расположения распределительные устройства подразделяют на открытые, закрытые и комплектные распределительные устройства.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) — это распределительное устройство, у которого силовые проводники и другое

электрооборудование находится на открытом воздухе без защиты от воздействия окружающей среды. Сборные шины ОРУ выполняют в виде жестких труб или гибких проводов. Жесткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов.

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) — это распределительное устройство, оборудование которого устанавливают в закрытых помещениях либо защищают от контакта с окружающей средой. В ЗРУ используется то же оборудование, что и в ОРУ, но для них более практично применение специального оборудования.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — распределительное устройство, собранное в заводских условиях из типовых унифицированных блоков, так называемых ячеек, высокой степени готовности. Ячейки изготавливают в виде шкафов, соединяемых боковыми стенками в общий ряд. Наряду со шкафами КРУ используются герметичные камеры, заполненные элегазом. Ячейки с элегазовыми камерами имеют сложную конструкцию, внешне похожую на сеть трубопроводов. КРУ с элегазовой изоляцией сокращенно обозначают КРУЭ. Комплектные распределительные устройства могут использоваться как для внутренней, так и для наружной установки (в этом случае их называют КРУН).

8.5.2. Требования к схемам распределительных устройств

К схемам распределительных устройств электроустановок (в том числе электростанций и подстанций) предъявляют следующие требования: надежность, экономичность, удобство эксплуатации, техническая гибкость, экологическая чистота, компактность и унифицированность.

Надежность — это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения. Надежность как комплексное свойство в общем случае состоит из безопасности, долговечности, ремонтнопригодности и сохраняемости. Уровень надежности может быть жестко регламентирован или подвергнут экономическому обоснованию. Требования к надежности схем системообразующих и распределительных сетей различны. Так, при расчетных авариях в системообразующих сетях критерием допустимости значения одновременности сброса генерирующей мощности является сохранение динамической устойчивости параллельной работы энергосистем по линиям сети. Для схем распределительных сетей первостепенное значение имеет обеспечение электроснабжения потребителей в соответствии с их категоричностью.

Под *экономичностью* подразумевают принятие решения с учетом необходимых капитальных вложений и сопутствующих ежегодных издержек производства. В общем случае надежность является экономической категорией. Принимаемый уровень надежности обосновывается сопоставлением затрат на его повышение с экономическими последствиями из-за ненадежности, например с ущербом.

Удобство эксплуатации заключается в наглядности и простоте схемы, снижающих вероятность ошибочных действий персонала, возможности минимизации количества коммутаций при изменении режима, в обеспечении соответствия режимов работы электроустановки и энергосистемы. Между удобством эксплуатации и эксплуатационной надежностью существует устойчивая взаимосвязь. Например, увеличение количества оперативных переключений сопровождается возрастанием количества аварий вследствие ошибок эксплуатационного персонала и отказов оборудования во время коммутаций.

Техническая гибкость — способность приспосабливаться к изменяющимся условиям работы электроустановки при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, расширении, реконструкции и испытаниях.

Экологическая чистота определяется степенью воздействия электроустановки на окружающую среду (шум, электрические и магнитные поля, загрязнения выбросами и отходами, нарушение ландшафта и др.).

Компактность характеризуется возможностью минимизации площади отчуждаемой земли, позволяет рационально решать проблему приобретения земельных участков, которая при обосновании и выборе схемы электроустановки нередко является определяющей. Цена земли в крупных городах высока, поэтому в ряде случаев оказывается, что стоимость земли выше затрат на электроустановку, размещаемую на ней.

Унифицированность заключается в применении ограниченного числа типовых схем, что позволяет существенно снизить материальные и финансовые затраты на проектирование, монтаж, наладку и эксплуатацию электроустановки.

8.5.3. Классификация схем распределительных устройств

На выбор схемы распределительного устройства любого напряжения большое влияние оказывает совокупность следующих факторов:

- тип электрической станции;
- количество и мощность установленных генераторов;
- количество линий связи с энергосистемой и категория их ответственности;
- схема и уровень напряжения электрических сетей энергосистемы;

- значение токов короткого замыкания;
- наличие оборудования с требуемыми параметрами и его надежность;
- параметры территории для сооружения распределительного устройства по намеченной схеме;
- возможная конструкция распределительного устройства (ЗРУ, ОРУ, КРУ, КРУЭ).

В принятом условном делении схем распределительных устройств определяющим фактором является количество выключателей на одно присоединение. Под присоединениями понимают трансформаторы, линии электропередачи, подключаемые через отдельные коммутационные аппараты, средства компенсации реактивной мощности и т.п. В соответствии с принятым условным делением различают четыре основные группы схем распределительных устройств.

1. Схемы с коммутацией присоединения одним выключателем (рис. 8.7) — одна-две системы сборных шин с обходной системой шин либо без нее.

2. Схемы с коммутацией присоединения двумя выключателями (рис. 8.8) — две системы сборных шин с двумя выключателями на присоединение (схема 2/1), две системы сборных шин с тремя выключате-

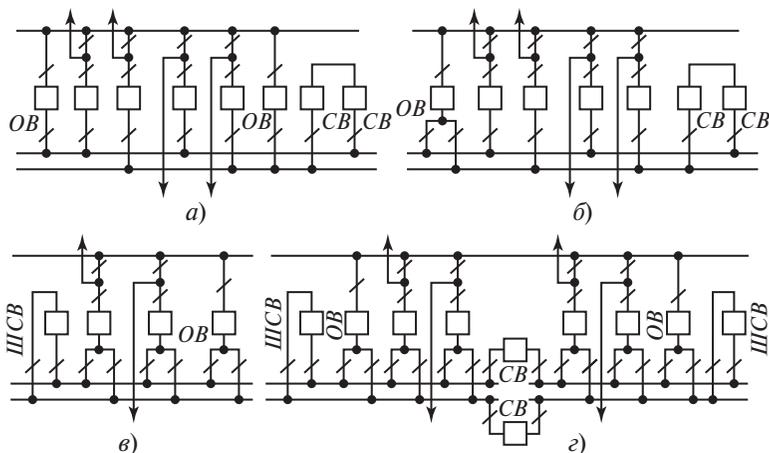


Рис. 8.7. Схемы распределительных устройств 1-й группы при наличии обходной системы шин:

a — с одной секционированной двумя последовательно включенными выключателями системой сборных шин с отдельными обходными выключателями на каждой секции; *б* — с одной секционированной двумя последовательно включенными выключателями системой сборных шин с одним обходным выключателем; *в* — с двумя системами сборных шин; *з* — то же, но с секционированием обеих систем сборных шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями; *OB* — обходной выключатель; *СВ* — секционный выключатель; *ШСВ* — шиносоединительный выключатель

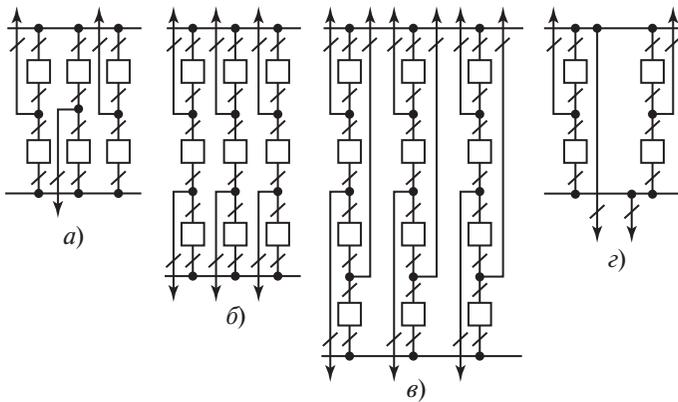


Рис. 8.8. Схемы распределительных устройств 2-й группы:

a — схема 2/1; *б* — схема 3/2; *в* — схема 4/3; *г* — многоугольник (четыреугольник)

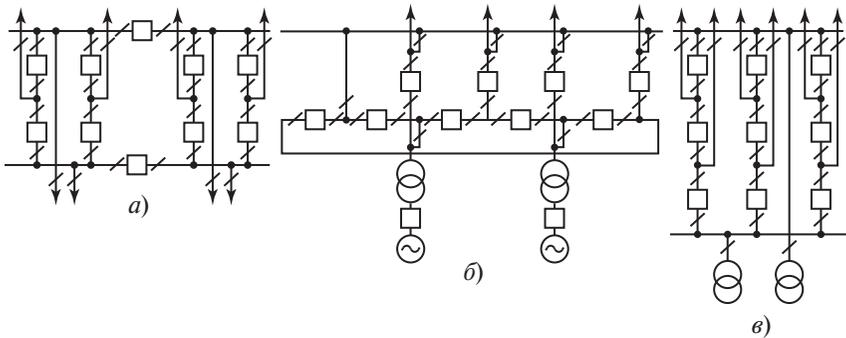


Рис. 8.9. Схемы распределительных устройств 3-й группы:

a — связанные многоугольники (четыреугольники); *б* — генератор—трансформатор—линия с уравнильно-обходным многоугольником; *в* — трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий

лями на два присоединения (схема 3/2 или полуторная), две системы сборных шин с четырьмя выключателями на три присоединения (схема 4/3), многоугольники (треугольник, четырех-, пяти- и шестиугольник).

3. Схемы с коммутацией присоединения тремя и более выключателями (рис. 8.9) — связанные многоугольники, генератор—трансформатор—линия с уравнильно-обходным многоугольником, трансформаторы—шины.

4. Схемы упрощенные, в которых число выключателей меньше числа присоединений (рис. 8.10), — блочные, отвлечения от прохо-

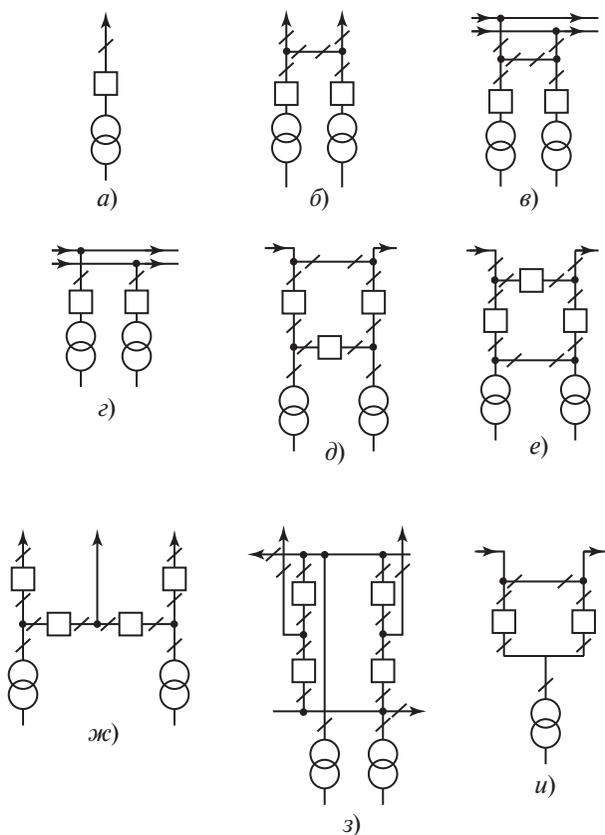


Рис. 8.10. Схемы распределительных устройств 4-й группы:

a — блок с разъединителем и выключателем; *б* — два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий; *в*, *г* — ответвления от проходящих линий; *д* — мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий; *е* — мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов; *жс* — сдвоенный мостик; *з* — расширенный многоугольник; *и* — заход — выход

дящих линий, мостики, расширенный четырехугольник, заход— выход. В некоторых схемах выключатели могут отсутствовать, вместо них используются отделители и короткозамкатели или только отделители.

Схемы 1-й группы называют радиальными, 2-й и 3-й групп — кольцевыми.

Классификация схем распределительных устройств в зависимости от числа выключателей на присоединение имеет технико-экономическое обоснование.

8.6. Примеры выполнения схем электростанций и подстанций

Схема теплоэлектроцентрали, предназначенной для снабжения тепловой и электрической энергией ближайших городов и крупных промышленных предприятий, приведена на рис. 8.11.

На станции установлено два турбогенератора, работающих на местную распределительную сеть, и пять турбогенераторов, функционирующих по блочному принципу. Электроснабжение местных потребителей осуществляется от распределительного устройства генераторного напряжения (ГРУ) без промежуточной трансформации. Это распределительное устройство имеет две системы сборных шин. Одна из них (рабочая) разделена на две секции, связанные между собой посредством токоограничивающего реактора и секционного выключателя. Вторая система шин является резервной. Связь резервной системы сборных шин с каждой из секций рабочей системы шин осуществляется посредством шиносоединительных выключателей. Такое соединение повышает эксплуатационную гибкость ГРУ.

Два ОРУ повышенного напряжения (220 и 500 кВ) осуществляют связь теплоэлектроцентрали с электроэнергетической системой. Связь ГРУ с ОРУ на напряжение 220 кВ осуществляется через два двухобмоточных трансформатора связи.

Два из пяти турбогенераторов, работающих по блочному принципу, подключены к ОРУ на напряжение 220 кВ, а остальные три — к ОРУ на напряжение 500 кВ. Из-за большого числа присоединений ОРУ на напряжение 220 кВ имеет две рабочие секционированные системы сборных шин и одну обходную секционированную систему сборных шин. Секции каждой рабочей системы шин связаны секционным выключателем, а секции обходной системы шин — разъединителем. Связь рабочих систем шин между собой и с обходной системой шин осуществляется с помощью выключателей, совмещающих функции шиносоединительного и обходного выключателя. Распределительное устройство на напряжение 500 кВ выполнено по схеме три выключателя на два присоединения (схема 3/2). Связь между ОРУ на напряжения 220 и 500 кВ осуществляется посредством автотрансформатора, к третичной обмотке которого подключается резервный трансформатор собственных нужд.

В настоящее время при расширении или модернизации теплоэлектроцентралей традиционного исполнения на них устанавливаются более экономичные парогазовые установки (ПГУ). На рис. 8.12 приведена схема теплоэлектроцентрали, на которой установлено два турбогене-

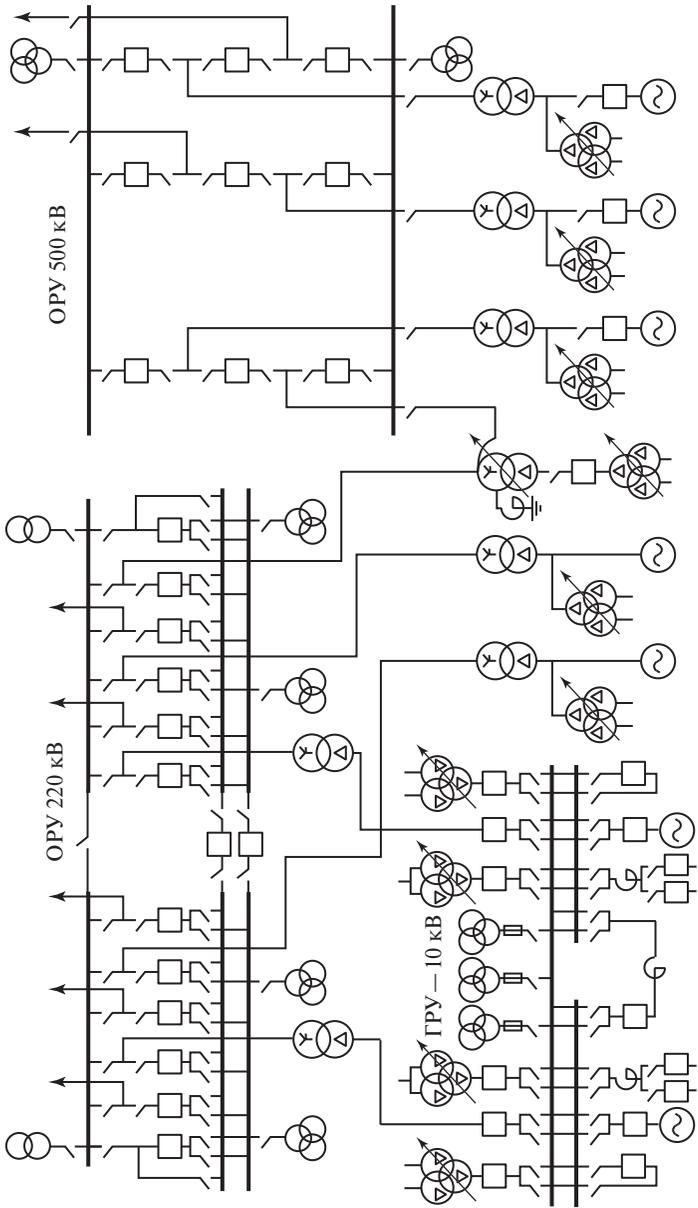


Рис. 8.11. Схема теплотрэнтрали традиционного исполнения

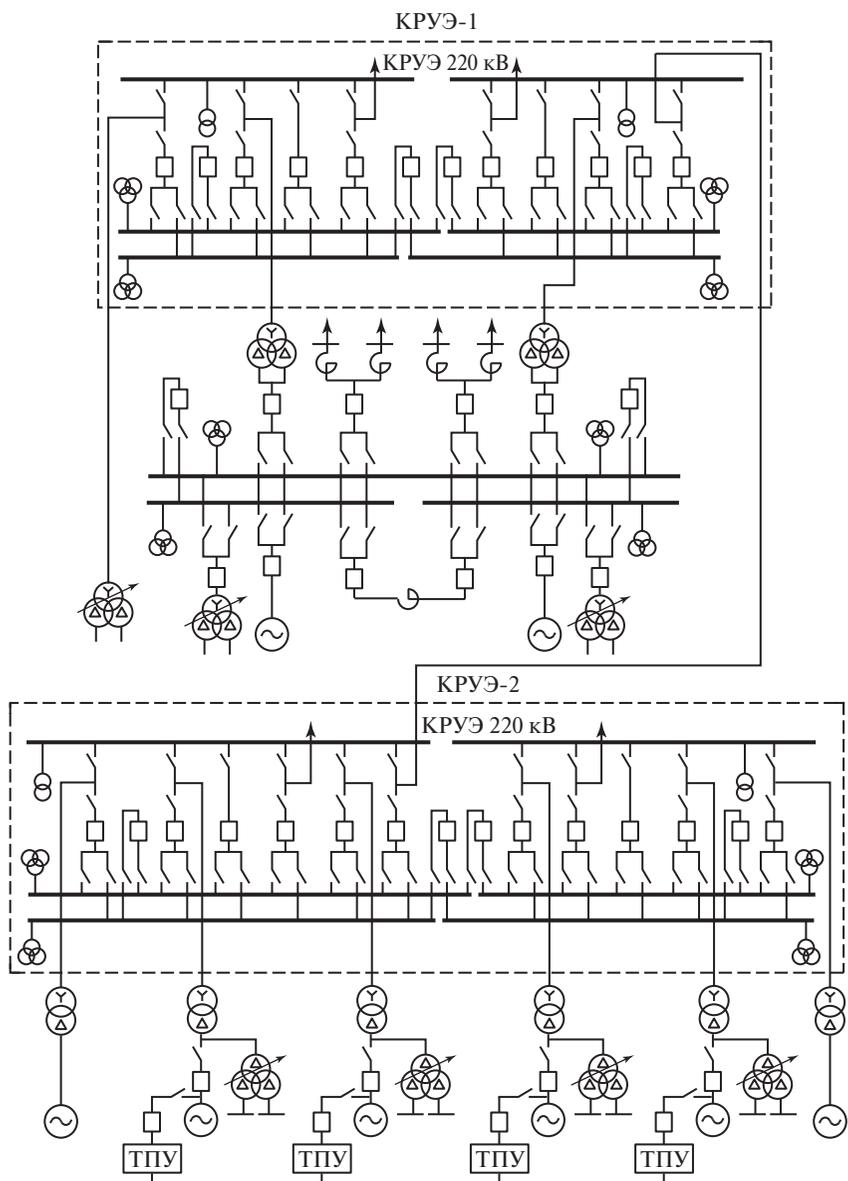


Рис. 8.12. Схема теплоэлектростанции с парогазовыми установками

ратора, работающих на местную распределительную сеть, и два блока с ПГУ, работающих на сеть напряжением 220 кВ. Электроснабжение местных потребителей, как и в предыдущем примере, осуществляется от распределительного устройства генераторного напряжения без промежуточной трансформации. Два КРУЭ на напряжение 220 кВ, осуществляют связь теплоэлектроцентрали с электроэнергетической системой. Связь ГРУ с КРУЭ-1 на напряжение 220 кВ осуществляется через два трансформатора связи с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Каждый блок ПГУ, состоящий из двух газотурбинных и одной паротурбинной установок, подключен к КРУЭ-2.

Оба КРУЭ имеют две рабочие секционированные системы сборных шин и одну обходную секционированную систему сборных шин. Секции каждой рабочей системы шин связаны секционным выключателем. Связь рабочих систем шин между собой осуществляется с помощью шиносоединительного выключателя, а с обходной системой шин — с помощью обходного выключателя.

На рис. 8.13 представлена схема конденсационной электростанции мощностью 4800 МВт.

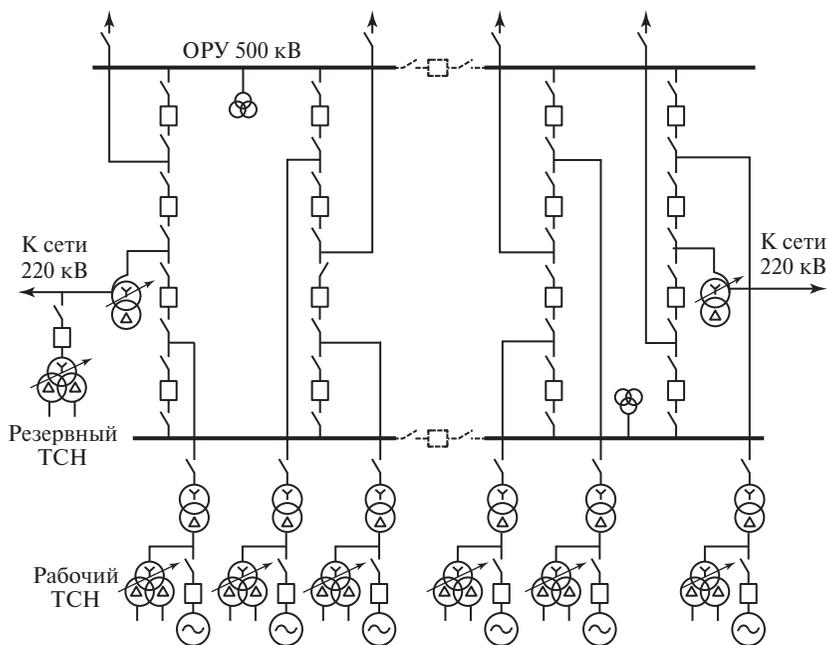


Рис. 8.13. Схема конденсационной электростанции с блоками мощностью 800 МВт

На станции установлены шесть генераторов, работающих по блочному принципу. Вырабатываемая мощность выдается в электроэнергетическую систему напряжением 500 кВ. Для этого на станции сооружено ОРУ соответствующего класса напряжения, которое связано с ОРУ на напряжение 220 кВ соседней электростанции посредством двух автотрансформаторов, к обмотке среднего напряжения одного из которых подключен резервный трансформатор собственных нужд. Распределительное устройство на напряжение 500 кВ выполнено по схеме четыре выключателя на три присоединения (схема 4/3). Рабочие трансформаторы собственных нужд подключены к ответвлению между генераторным выключателем и блочным трансформатором.

На рис. 8.14 представлена схема атомной электростанции с реакторами ВВЭР-1000 и турбогенераторами мощностью 1000 МВт. На станции установлено четыре генератора, работающих по блочному принципу. Вырабатываемая мощность выдается в электроэнергетическую систему на напряжениях 220 и 500 кВ. С этой целью на станции сооружено два ОРУ соответствующих классов напряжения.

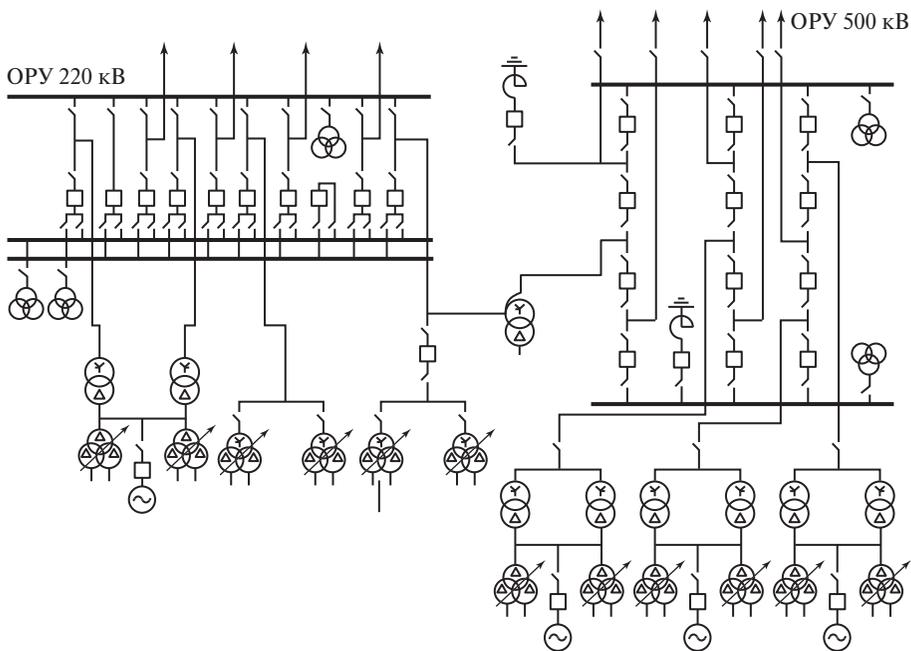


Рис. 8.14. Схема атомной электростанции с реакторами ВВЭР-1000

Генератор, работающий на ОРУ напряжением 220 кВ, связан с последним через два двухобмоточных трансформатора, обмотки низшего напряжения которых объединены, а обмотки высшего напряжения подключены к ОРУ как два самостоятельных присоединения. Генераторы, работающие на ОРУ напряжением 500 кВ, связаны с данным ОРУ через два параллельно включенных трансформатора, подключаемых к ОРУ как одно присоединение.

Распределительное устройство на напряжение 220 кВ выполнено по схеме две системы сборных шин с обходной системой шин, а ОРУ на напряжение 500 кВ — по схеме четыре выключателя на три присоединения (схема 4/3). Связь между ОРУ напряжением 220 и 500 кВ

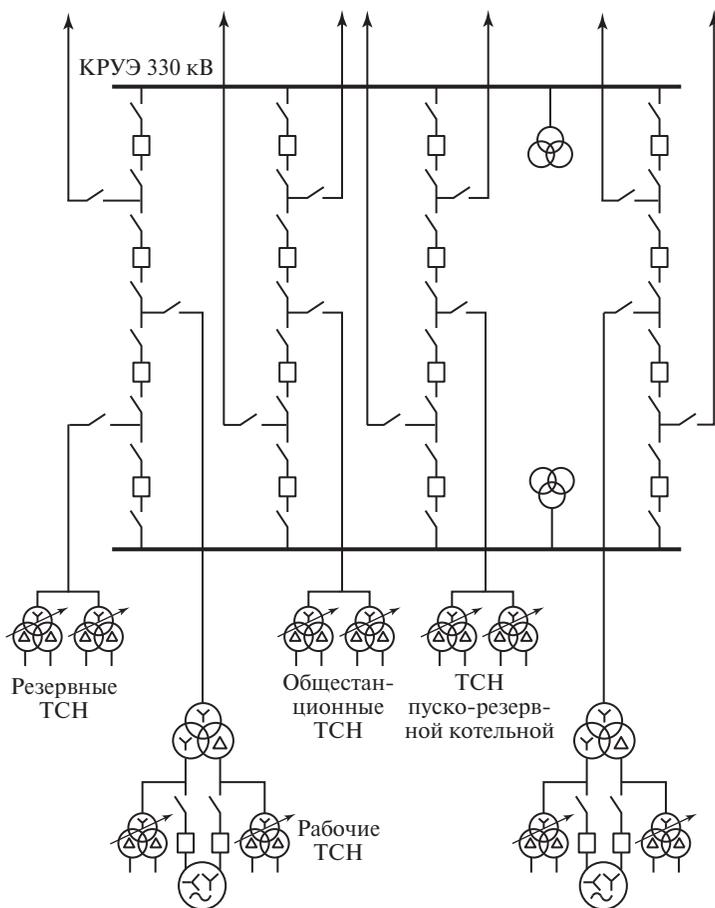


Рис. 8.15. Схема атомной электростанции с реакторами ВВЭР-1200

осуществляется посредством группы из трех однофазных автотрансформаторов.

Одна группа резервных трансформаторов собственных нужд подключена к ОРУ на напряжение 220 кВ как самостоятельное присоединение, а вторая — через отдельный выключатель к ячейке на напряжение 220 кВ автотрансформатора связи.

На рис. 8.15 представлена схема атомной электростанции с реакторами ВВЭР-1200 и шестифазными турбогенераторами мощностью 1200 МВт, работающими по блочному принципу. На станции установлено два блока, выдача мощности от которых в электроэнергетическую систему осуществляется на напряжении 330 кВ через группу из трех однофазных трансформаторов мощностью $533 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ с расщепленной обмоткой низшего (генераторного) напряжения. Для этого на станции сооружено КРУЭ данного класса напряжения по схеме четыре выключателя на три присоединения (схема 4/3).

Три группы резервных трансформаторов собственных нужд присоединены к КРУЭ на напряжение 330 кВ.

На рис. 8.16 представлена схема гидроэлектростанции, на которой установлено 10 гидрогенераторов, работающих по блочному принципу с трехфазным трансформатором с расщепленной обмоткой низшего напряжения. К каждой расщепленной обмотке через выключатель подключен гидрогенератор. Все пять блоков гидроэлектростанции выдают мощность в сеть напряжением 500 кВ. Для этого на станции

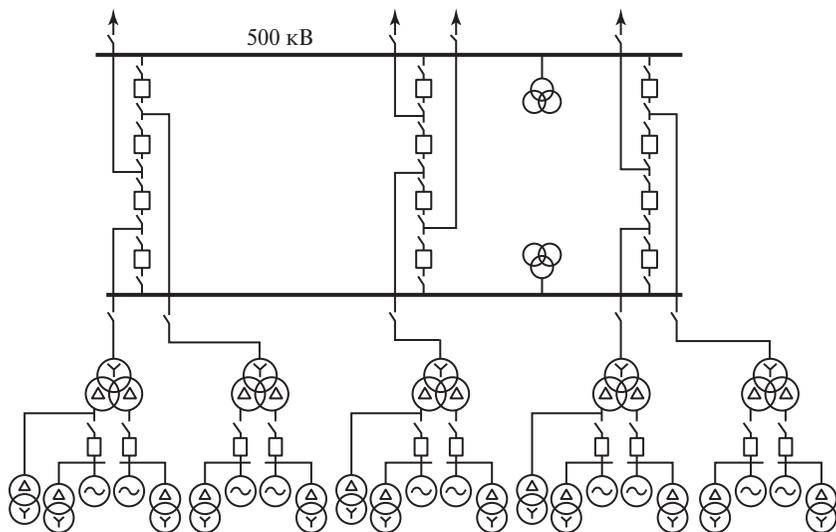


Рис. 8.16. Схема гидроэлектростанции

сооружено распределительное устройство данного класса напряжения, выполненное по схеме четыре выключателя на три присоединения (схема 4/3). Трансформаторы собственных нужд подключены непосредственно к выводам каждого гидрогенератора, а трансформаторы общестанционных собственных нужд — к одной из расщепленных обмоток блочного трансформатора трех блоков.

В соответствии со стандартом СТО 56947007-29.240.30.010-2008 при сооружении подстанций рекомендовано применять типовые схемы распределительных устройств (табл. 8.1).

Таблица 8.1

Типовые схемы распределительных устройств подстанций

Номинальное напряжение распределительного устройства, кВ	Наименование схемы
10(6)	Одна секционированная выключателями система шин Две секционированные выключателями системы шин (с подключением сдвоенных реакторов к каждой секции шин) Четыре одиночные секционированные выключателями системы шин
20	Блок (линия — трансформатор) с выключателем Одна секционированная выключателем система шин
35	Блок (линия — трансформатор) с разъединителем Блок (линия — трансформатор) с выключателем Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов Одна рабочая секционированная выключателем система шин
110	Блок (линия — трансформатор) с разъединителем Блок (линия — трансформатор) с выключателем Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов Заход—выход Треугольник Четырехугольник

Номинальное напряжение распределительного устройства, кВ	Наименование схемы
110	<p>Шестиугольник</p> <p>Одна рабочая секционированная выключателем система шин</p> <p>Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей</p> <p>Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через полуторную цепочку</p> <p>Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин</p> <p>Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через два выключателя</p> <p>Две рабочие системы шин</p> <p>Две рабочие и обходная системы шин</p> <p>Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями</p>
220	<p>Блок (линия — трансформатор) с разъединителем</p> <p>Блок (линия — трансформатор) с выключателем</p> <p>Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий</p> <p>Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий</p> <p>Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов</p> <p>Заход—выход</p> <p>Треугольник</p> <p>Четырехугольник</p> <p>Шестиугольник</p> <p>Одна рабочая секционированная система шин</p> <p>Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилки выключателей</p> <p>Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку</p> <p>Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин</p>

Номинальное напряжение распределительного устройства, кВ	Наименование схемы
220	Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей Две рабочие системы шин Две рабочие и обходная системы шин Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями Трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий Полуторная схема
330	Блок (линия—трансформатор) с выключателем Треугольник Четырехугольник Шестиугольник Трансформаторы—шины с присоединением линий через два выключателя Трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий Полуторная схема
500	Блок (линия-трансформатор) с выключателем Треугольник Четырехугольник Трансформаторы—шины с присоединением линий через два выключателя Трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий Полуторная схема
750	Треугольник Четырехугольник Трансформаторы—шины с присоединением линий через два выключателя Трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий Полуторная схема

На рис. 8.17 представлена схема подстанции на напряжения 500, 220 и 20 кВ. Причем распределительные устройства на напряжения 500 и 220 кВ выполнены в виде КРУЭ, а на напряжение 20 кВ — ЗРУ с вакуумными выключателями. Элегазовое распределительное уст-

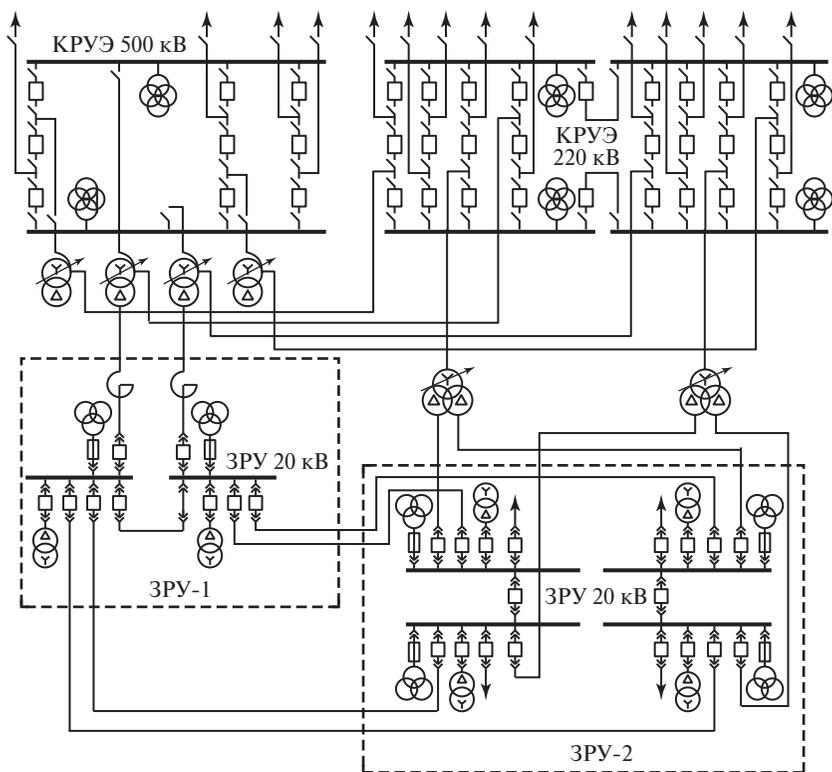


Рис. 8.17. Пример выполнения схемы подстанции

ройство на напряжение 500 кВ выполнено по схеме трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий, а на напряжение 220 кВ — по схеме 3/2, но из-за большого числа присоединений система шин секционирована выключателями. Связь КРУЭ напряжениями 500 и 220 кВ осуществлена посредством четырех автотрансформаторов. На подстанции сооружено два ЗРУ напряжением 20 кВ: ЗРУ-1 выполнено по схеме одна секционированная выключателем система сборных шин, а ЗРУ-2 — по схеме две секционированных выключателями системы сборных шин. Каждая из секций ЗРУ-1 связана через токоограничивающий реактор с третичной обмоткой автотрансформатора, а секции КРУЭ напряжением 220 кВ — с каждой из расщепленных обмоток трансформаторов. Связь ЗРУ-1 и ЗРУ-2 осуществляется четырьмя кабельными линиями. Трансформаторы собственных нужд подключены к секциям ЗРУ на напряжение 20 кВ.

Глава девятая

СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

9.1. Общие сведения

Электроустановки собственных нужд являются ответственной подсистемой электростанции (подстанции). Отказы в работе этой подсистемы приводят к отказам работы электростанции (подстанции) в целом.

Потребителей собственных нужд подразделяют на ответственные и неответственные. К первым относятся такие потребители, отказ которых может привести к нарушению нормального функционирования всей установки (станции, подстанции) или к аварии. Такие потребители составляют первую категорию, для которой необходимо создание резервной системы электроснабжения собственных нужд с двумя или тремя независимыми источниками электроснабжения. Неответственными потребителями являются такие потребители, отказ которых не приводит к нарушению режима работы установки, но оказывает негативное влияние при производстве ремонтных и профилактических работ. Такие потребители относятся ко второй категории, для них перерыв в электроснабжении не должен превышать время, необходимое на оперативные переключения на резервное питание или замену отказавшего оборудования.

Потребителями собственных нужд являются приводы рабочих машин и механизмов, в качестве которых используются асинхронные двигатели трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором (составляют до 90 % всей нагрузки собственных нужд). Остальные потребители представляют собой осветительные приборы, преобразовательные устройства и прочее электротехническое оборудование.

Расход электроэнергии на собственные нужды зависит от типа электростанции, вида используемого топлива и способа его сжигания, параметров пара, типа генератора и его мощности, наличия турбоприводов некоторых механизмов.

На тепловых электростанциях электроэнергия в основном расходуется на приготовление и транспортировку топлива, подачу питательной воды и воздуха в парогенераторы, поддержание вакуума в конденсаторе, удаление дымовых газов и продуктов горения. На атомных электростанциях электроэнергия используется для подачи пита-

тельной воды и воздуха, поддержание вакуума, принудительной циркуляции теплоносителя через активную зону реактора. На гидростанциях электроэнергия расходуется на управление гидротехническим и электротехническим оборудованием, охлаждение генераторов и трансформаторов, обогрев гидротехнического оборудования в зимнее время.

Доля расхода электроэнергии на собственные нужды современных электростанций составляет: для пылеугольной ТЭЦ — от 8 до 14 % установленной мощности станции; для газомазутной ТЭЦ — от 5 до 7 %; для пылеугольной КЭС — от 6 до 8 %; для газомазутной КЭС — от 3 до 5 %; для АЭС — от 5 до 8 %; для ГЭС большой мощности — от 0,5 до 1 %; для ГЭС малой и средней мощности — от 2,5 до 3 %; для ГТУ — от 0,4 до 1,7 %; расход электроэнергии на собственные нужды подстанций незначителен (от 50 до 500 кВт).

Электроснабжение собственных нужд электростанций и подстанций осуществляется на напряжении 10(6) кВ и 0,4 кВ. Для питания двигателей мощностью 200 кВт и выше применяется напряжение 10(6) кВ, а всех остальных двигателей — 0,4 кВ. Для питания собственных нужд подстанций из-за малой нагрузки применяется напряжение 0,4 кВ.

Основными источниками питания собственных нужд являются понижающие трансформаторы или реактированные линии.

Номинальная мощность рабочих трансформаторов собственных нужд выбирается по их расчетной нагрузке, так как перегрузка этих трансформаторов не допускается по условиям повышенных требований по надежности электроснабжения собственных нужд. Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд определяется суммой мощностей всех электроприемников, которые присоединяются к этому трансформатору.

Расчетная мощность трансформатора первой ступени трансформации (высшего напряжения на напряжение 6(10) кВ) составляет

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{\sum (P_1 + P_2)^2 + \sum (Q_1 + Q_2)^2},$$

где P_1 и Q_1 — активная и реактивная мощности, потребляемые электроприемниками (в основном двигателями) напряжением 6(10) кВ; P_2 и Q_2 — активная и реактивная мощности, потребляемые электроприемниками напряжением 0,4 кВ.

Так как мощность каждого двигателя зависит от значений его коэффициента загрузки, КПД, $\cos\varphi$, и разных режимов работы двигателей, то определить расчетную мощность трансформатора собственных нужд сложно. Поэтому на практике применяется упрощенная методика расчета мощности с использованием так называемого пере-

водного коэффициента, который для группы двигателей напряжением 6 (10) кВ принимается равным 0,9. В этом случае

$$S_{\text{расч } 1} = 0,9 \sum_{i=1}^n P_{\text{расч } 1 i},$$

где $P_{\text{расч } 1}$ — расчетная мощность на валу двигателя; n — общее число присоединяемых к трансформатору двигателей.

Расчетная нагрузка электроприемников второй ступени трансформации, присоединяемых к трансформатору первой ступени трансформации через трансформаторы второй ступени трансформации [6(10)/0,4 кВ], составляет

$$S_{\text{расч } 2} = 0,9 \sum_{i=1}^m S_{\text{ном } 2 i},$$

где $S_{\text{ном } 2}$ — номинальная мощность трансформатора второй ступени трансформации; m — общее число трансформаторов второй ступени трансформации, присоединенных к трансформатору первой ступени трансформации.

Суммарная расчетная нагрузка трансформатора собственных нужд равна

$$S_{\text{расч}} = 0,9 \left(\sum_{i=1}^n P_{\text{расч } 1 i} + \sum_{i=1}^m S_{\text{ном } 2 i} \right).$$

Расчетная нагрузка трансформаторов второй ступени трансформаций зависит от мощности электроприемников (двигателей, нагревателей приборов, освещения) и определяется через расчетные переводные коэффициенты. Для этого электроприемники разделяют на четыре группы со своим значением переводного коэффициента. При этом

$$S_{\text{расч}} = 0,7P_1 + 0,35P_2 + 0,15P_3 + 0,85P_4,$$

где P_1 — суммарная мощность постоянно работающих двигателей единичной мощности от 70 до 200 кВт; P_2 — суммарная мощность периодически работающих двигателей единичной мощности более 100 кВт; P_3 — суммарная мощность мелких двигателей; P_4 — суммарная нагрузка освещения и электрообогрева.

Единичная мощность трансформаторов собственных нужд второй ступени трансформации по условиям ограничения токов короткого замыкания не должна превышать 1000 кВ · А.

9.2. Собственные нужды тепловых электростанций

На электростанциях, на которых генераторы включены на шины ГРУ, рабочее питание собственных нужд осуществляется от этих шин (см. рис. 8.11). Если же все генераторы работают по схеме блоков генератор—трансформатор, рабочее электроснабжение собственных нужд осуществляется путем ответвления от блока с установкой в цепи ответвления трансформаторов или токоограничивающих реакторов (см. рис. 8.13). Причем при наличии генераторного выключателя ответвление выполняется между этим выключателем и трансформатором. На электростанциях смешанной схемы включения генераторов (на шины ГРУ и по блочной схеме) электроснабжение собственных нужд осуществляется частично от шин ГРУ и частично от блоков генератор—трансформатор (см. рис. 8.11).

При электроснабжении собственных нужд от сборных шин ГРУ и ответвлением от блоков резервные источники питания собственных нужд (трансформаторы и реактированные линии) присоединяются к шинам ГРУ и РУ повышенного напряжения. При электроснабжении собственных нужд только ответвлениями от блока резервный трансформатор собственных нужд присоединяется к шинам РУ повышенного напряжения с низшим классом напряжения при условии, что эти шины могут получать электроэнергию от внешней сети при остановке генераторов станции (в том числе через трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы, соединенные в блок с генераторами). Резервные трансформаторы собственных нужд могут присоединяться и к другим источникам электроэнергии, расположенным вблизи станции (например, от сетевой подстанции или другой электростанции).

Распределительные устройства собственных нужд выполняют по схеме с одной системой сборных шин, которую разделяют на секции. Число секций выбирают по одной секции на котел или блок при отсутствии парных ответственных механизмов собственных нужд и по две секции на котел или блок при наличии парных ответственных механизмов собственных нужд независимо от мощности котло- и турбоагрегатов.

При *отсутствии генераторных выключателей* принимают: один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, при числе блоков один или два; два резервных трансформатора, присоединенных к источнику питания, при числе блоков от трех до шести; два резервных трансформатора, присоединенных к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, при числе блоков семь и более.

При наличии генераторных выключателей в цепи блока принимают: один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, при числе блоков один или два; один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, при числе блоков три и более.

На ПГУ утилизационного типа, имеющих в своем составе два и более генераторов газовых турбин, каждый из которых соединен с повышающим трансформатором, рабочее питание собственных нужд ПГУ, как правило, осуществляется от трансформаторов, подключенных к отпайкам от генераторных токопроводов генераторов двух газовых турбин. На ПГУ сбросного типа — от трансформатора, подключенного к отпайке от генераторного токопровода генератора паровой турбины.

Электроснабжение общестанционных секций напряжением 6 (10) кВ собственных нужд ПГУ и ГТУ может выполняться по схеме взаимного резервирования.

Распределительные устройства собственных нужд ПГУ и ГТУ выполняют по схеме с одной системой сборных шин.

Число блочных секций РУ собственных нужд напряжением 6 и 0,4 кВ выбирается из расчета не менее двух на блок при наличии парных ответственных механизмов независимо от мощности агрегатов и одна секция при соответствующем технико-экономическом обосновании. При отсутствии парных механизмов выбирается одна секция.

Каждая секция (или секции) попарно присоединяется к отдельному источнику рабочего питания, при этом на каждой секции предусматривается ввод автоматически включаемого резервного питания.

При наличии генераторных выключателей в цепи каждого агрегата ПГУ число резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 6 (10) кВ принимается:

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, при числе блоков один или два;
- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, при числе блоков три и более.

Для ГТУ принимается один резервный трансформатор собственных нужд на четыре установки.

На электростанциях с ПГУ или ГТУ с единичной мощностью агрегатов более 25 МВт устанавливают дизель-генераторы на напряжение 0,4 кВ, число и мощность которых определяется при проектировании.

Для ГТУ, предназначенных для пуска электростанции с нуля после ее полной остановки при системных авариях, устанавливаются дизель-генераторы напряжением 6 или 0,4 кВ мощностью, достаточной для пуска электростанции.

9.3. Собственные нужды атомных электростанций

В зависимости от требований надежности электроснабжения потребителей собственных нужд АЭС подразделяют на три группы.

К первой группе относят потребителей, которые предъявляют повышенные требования к надежности электроснабжения. Эти потребители не допускают перерыва питания во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд (на АЭС их должно быть не менее двух), и требуют обязательного наличия электроснабжения после срабатывания аварийной защиты реактора. Для электроснабжения этой группы потребителей используются аккумуляторные батареи и подключенные к ним инверторы.

Ко второй группе относят потребителей, требующих повышенной надежности электроснабжения. Эти потребители допускают перерывы питания на время, определяемое условиями безопасности, и требуют обязательного электроснабжения после срабатывания защиты реактора. Для электроснабжения потребителей этой группы в аварийных ситуациях используют дизель-генераторные установки, обеспечивающие начало принятия нагрузки через 15 с после подачи импульса на запуск.

К третьей группе относят потребителей, которые не предъявляют повышенные требования к надежности электроснабжения. Эти потребители допускают перерывы электроснабжения на время автоматического ввода резерва и не требуют обязательного наличия питания после срабатывания защиты реактора.

Электроснабжение потребителей собственных нужд АЭС осуществляется на напряжении 10 (6) и 0,4 кВ переменного тока. Для питания потребителей постоянного тока первой группы используется напряжение 220 В.

Структурная схема электроснабжения потребителей собственных нужд АЭС представлена на рис. 9.1.

Построение схем и выбор сетей питания собственных нужд определяют характеристики механизмов собственных нужд. На АЭС предусматриваются следующие сети электроснабжения потребителей собственных нужд:

- сеть напряжением 0,4 кВ переменного тока надежного питания потребителей первой группы, электроснабжение которой осуществ-

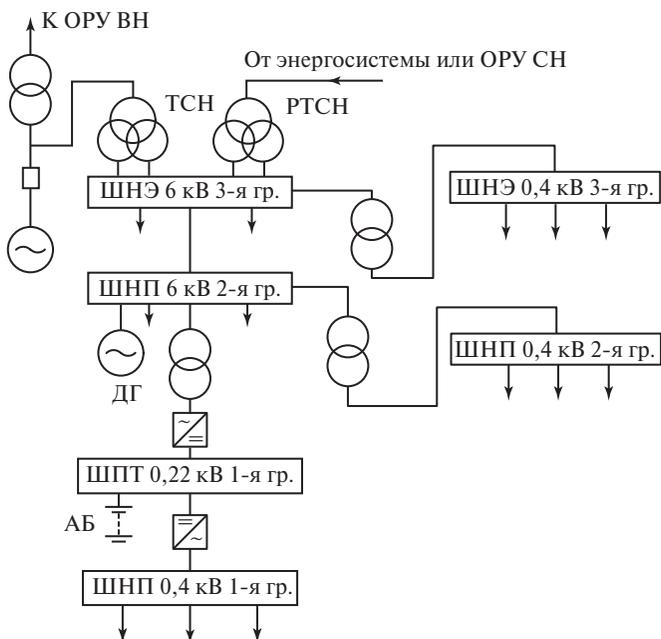


Рис. 9.1. Структурная схема электроснабжения собственных нужд АЭС:

ШНЭ — шины нормальной эксплуатации; *ШНП* — шины надежного питания; *ШПТ* — шины постоянного тока; *ТСН* — рабочий трансформатор собственных нужд; *РТСН* — резервный трансформатор собственных нужд; *ДГ* — дизель-генератор; *АБ* — аккумуляторная батарея

ляется от шин надежного питания 0,4 кВ. Последние в свою очередь подключаются к инверторам, подключенным к шинам постоянного тока напряжением 220 В. В нормальных режимах шины постоянного тока получают электроснабжение через управляемые выпрямители от шин надежного питания потребителей второй группы, а в качестве их резервного электроснабжения используются аккумуляторные батареи;

- сети напряжением 220, 110, 48, 24 В постоянного тока для питания потребителей, не допускающих перерывов питания или допускающих кратковременный перерыв в электроснабжении; в основном это потребители СУЗ и приборы аварийного освещения;
- сети напряжением 10 (6) и 0,4 кВ переменного тока надежного электроснабжения потребителей второй группы. В нормальном режиме потребители этой группы получают электроснабжение от шин нормальной эксплуатации. Для электроснабжения потребителей этой группы в условиях полной потери питания шин нормальной эксплуатации используются дизель-генераторы, находящиеся в режиме «горя-

чего» резерва, готовые к автоматическому пуску и принятию нагрузки через 15 с;

- сети напряжением 10 (6) и 0,4 кВ переменного тока для электроснабжения потребителей третьей группы. Для электроснабжения потребителей этой группы предусматриваются рабочий и резервные трансформаторы собственных нужд. В нормальном режиме электроснабжение шин происходит от рабочего трансформатора, а при его повреждении питание шин нормальной эксплуатации осуществляется от резервного трансформатора собственных нужд.

Электроснабжение потребителей первой и второй групп может осуществляться от специально устанавливаемых аварийных источников питания, в качестве которых используются аккумуляторные батареи, аккумуляторные батареи со статическими преобразователями, дизель-генераторы и газотурбинные установки.

Электродвигатели мощностью 200 кВт и выше и понижающие трансформаторы со вторичным напряжением 0,4 кВ подключаются к соответствующим сетям напряжением 10 (6) кВ, а электродвигатели мощностью менее 200 кВт, сети сварки и освещения — к сетям напряжением 0,4 и 0,23 кВ.

Распределительные устройства собственных нужд АЭС выполняются с одной системой сборных шин.

9.4. Собственные нужды гидростанций

Для электроснабжения собственных нужд ГЭС предусматривают не менее двух независимых источников питания. В качестве независимых источников питания используются:

- обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора при наличии генераторного выключателя и повышающего трансформатора со стороны высшего напряжений;
- гидрогенератор;
- обмотка низшего напряжения автотрансформатора связи распределительных устройств повышенных напряжений;
- шины распределительных устройств напряжением 35—220 кВ;
- дизель-генераторы;
- районная подстанция, подключенная к энергосистеме.

На электростанциях, на которых все генераторы включены на шины распределительного устройства генераторного напряжения, электроснабжение собственных нужд осуществляется от этих шин, а на электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор—трансформатор, — путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов собственных нужд (ТСН). Причем при наличии выключателя между

генератором и трансформатором ответвление устраивается между выключателем и трансформатором (см. рис. 8.16), а при его отсутствии устройство таких ответвлений не рекомендуется. Исключение составляют ТСН мощностью до $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, предназначенные для питания собственных нужд только данного блока.

На многоагрегатных ГЭС количество ответвлений к общестанционным ТСН, как правило, равно трем (см. рис. 8.16), для того, чтобы при выводе одного из трансформаторов в ремонт выполнялось условие наличия двух независимых источников питания собственных нужд.

В схемах укрупненного блока возможно присоединение ТСН, предназначенного для электроснабжения собственных нужд данного блока, между выключателем и генератором.

Использование обмотки низшего напряжения автотрансформаторов связи в качестве источников резервного питания собственных нужд допускается, если обеспечиваются:

- допустимые колебания напряжения на шинах распределительных устройств собственных нужд при регулировании напряжения автотрансформатора, в противном случае необходимо установить дополнительный регулировочный трансформатор;
- допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора, ТСН и регулировочного трансформатора.

Для питания двигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и выше, как и на ТЭС, применяется напряжение $6(10) \text{ кВ}$, а для остальных двигателей — напряжение $0,4 \text{ кВ}$.

Схемы электроснабжения собственных нужд ГЭС выбирают с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Распределительные устройства собственных нужд напряжением $6(10)$ и $0,4 \text{ кВ}$ выполняют с одной секционированной системой сборных шин. Каждая из секций присоединяется к отдельному источнику электроснабжения, тем самым обеспечивается взаимное резервирование. Секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями. Для срабатывания секционного выключателя предусматривается устройство автоматического ввода резерва (АВР).

Электроснабжение потребителей собственных нужд, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих защитные функции, к снижению нагрузки ГЭС, отключению или повреждению основного оборудования или к другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии, предусматривается от распределительных устройств, имеющих автоматическое резервирование питания. Перерыв электро-

снабжения указанных потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допускается на время автоматического восстановления питания. Для потребителей, не допускающих даже кратковременного перерыва питания, должны применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП), резервное питание которых осуществляется от сети постоянного тока (от аккумуляторной батареи).

Электроснабжение оборудования и систем, обеспечивающих нормальные параметры и условия функционирования технологического оборудования и сооружений, в зависимости от допустимого времени перерыва питания предусматривается от распределительных устройств с автоматическим резервированием питания или без него.

Электроснабжение каждой из секций собственных нужд должно обеспечиваться независимо от режима работы (выдача или потребление мощности, режим синхронного компенсатора) ГЭС (ГАЭС) и состояния отдельных независимых источников питания (в работе или отключено), при этом АВР должно вступать в действие только при аварийных отключениях источников питания или при отклонении напряжения на 25—40 % номинального.

Схема электроснабжения собственных нужд должна обеспечивать самозапуск двигателей ответственных механизмов после отключения одного из ТСН и работы АВР.

9.5. Собственные нужды подстанций

Приемниками электроэнергии собственных нужд подстанций являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов, устройства обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами, приборы электрического освещения и отопления помещений и освещения территории подстанций. К наиболее ответственным относятся устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От них зависит работа основного оборудования подстанций, прекращение их электроснабжения даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к неответственным.

Для электроснабжения потребителей собственных нужд подстанций предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд. Причем для однотрансформаторных подстанций (в том числе комплектных заводского изготовления) электроснабжение второго трансформатора собственных нужд осуществляется от местных электрических сетей, а при их отсутствии он подключается анало-

гично первому трансформатору. К трансформаторам собственных нужд подстанции могут подключаться только потребители подстанции. Схемы собственных нужд подстанции предусматривают присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам трансформаторов, секциям распределительного устройства). На стороне низшего напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с взаимным резервированием с помощью устройства АВР. На подстанциях 330 кВ и выше предусматривается резервирование питания собственных нужд от независимого источника питания.

Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности, но не должна превышать $630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ для подстанций напряжением 110—220 кВ и $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ для подстанций напряжением 330 кВ и выше.

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к шинам РУ напряжением 6—35 кВ, а при их отсутствии — к обмотке низшего напряжения основных трансформаторов. На подстанциях с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители на участке между вводами низшего напряжения основного трансформатора и его выключателем.

Глава десятая

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ДИАГНОСТИКИ

10.1. Общие положения

Для размещения систем управления, измерения, сигнализации, релейной защиты, автоматики и диагностики на электростанциях и подстанциях сооружают щиты управления, являющиеся техническим средством отображения информации о технологическом процессе работы электрооборудования на электрических станциях. Щит управления содержит все необходимые технические средства для согласованного управления работой электрооборудования электроустановки (ключи управления, приборы сигнализации и контроля).

На электростанциях сооружают главные (ГЩУ), центральные (ЦЩУ), блочные (БЩУ), местные (МЩУ) и групповые (ГрЩУ) щиты управления, на подстанциях — общеподстанционные посты управления (ОПУ).

На КЭС и АЭС устанавливают блочные щиты управления и центральный щит управления. С БЩУ осуществляется управление электроустановками одного или двух смежных энергоблоков, включая их собственные нужды, а также управление и контроль за режимом работы котельных агрегатов и турбин. С ЦЩУ осуществляется управление выключателями повышенных напряжений, резервных трансформаторов собственных нужд, резервных магистралей, а также координируется работа энергоблоков электростанции.

На АЭС размещают блочные, резервные (РЩУ) и центральный щиты управления. На каждом реакторном блоке устанавливают БЩУ, предназначенный для централизованного управления основными технологическими установками и оборудованием во время пуска, нормальной эксплуатации, планового останова и аварийных ситуаций. С БЩУ осуществляется управление выключателями генераторов, трансформаторов собственных нужд, вводами резервного питания собственных нужд и пр. Блочный щит управления каждого энергоблока АЭС находится в отдельном помещении (главном корпусе или отдельном здании). Для каждого реакторного блока АЭС предусматривается резервный щит управления, с которого можно аварийно остановить реакторную установку и аварийно расхолодить ее с обеспечением ядерной и радиационной безопасности, если

по каким-либо причинам этого нельзя сделать с БЩУ. С РЩУ осуществляют управление дизель-генераторными установками и другими аварийными источниками, а также секционными выключателями распределительного устройства напряжением 10(6) кВ собственных нужд. Для элементов системы безопасности предусматривается дублированное независимое дистанционное управление с БЩУ и РЩУ.

На тепловых электрических станциях с поперечными связями сооружают ГЩУ, ГрЩУ и МЩУ. На электростанциях типа ТЭЦ управление механизмами собственных нужд осуществляют с МЩУ: в котельном отделении — со щита котла, в турбинном отделении — со щита турбины и т.п. Основные элементы главной схемы (генераторы, трансформаторы, воздушные и кабельные линии, питающие элементы собственных нужд) управляются с ГЩУ.

Управление на ГЭС выполняется в основном с ЦЩУ. Многие ГЭС с помощью средств телемеханики управляются диспетчером энергосистемы.

На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам (без выключателей высшего напряжения), специальных щитов управления не предусматривается. Переключения на таких подстанциях частично или полностью выполняется с диспетчерских пунктов с помощью средств телемеханики. Сложные операции выполняют оперативно-выездные бригады (ОВБ). На узловых подстанциях на напряжение 110—750 кВ, выполненных по схемам с выключателями высшего

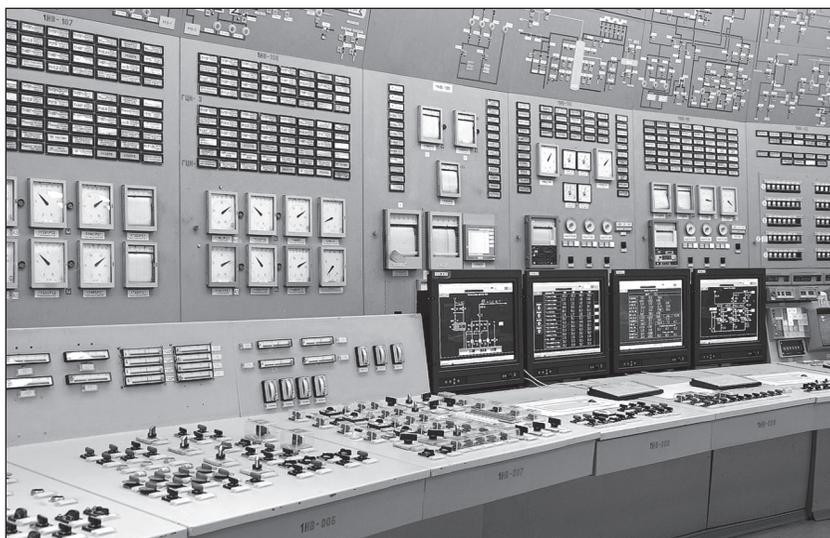


Рис. 10.1. Блочный щит управления атомной электростанции

напряжения, сооружают ОПУ, с центрального щита которого осуществляется управление трансформаторами, линиями на напряжение 35 кВ и выше, аккумуляторной батареей и контролируется работа основных элементов подстанции.

Главные и центральные щиты управления на современных электростанциях находятся в специальном помещении главного корпуса или в здании, примыкающем к ГРУ (на ТЭЦ), или вблизи открытых распределительных устройств (на КЭС). Местные щиты управления устанавливают вблизи управляемого объекта. Центральные щиты управления АЭС размещают отдельно от главных корпусов энергоблоков.

На рис. 10.1 приведен общий вид БЩУ АЭС.

10.2. Системы измерений

На электростанциях и подстанциях контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется как с помощью традиционных технических средств (контрольно-измерительными приборами), так и с помощью программно-технических комплексов. Объем контролируемых параметров и места установки элементов систем измерений определяются характером объекта и структурой его управления. В табл. 10.1—10.5 приведен перечень контролируемых параметров различных элементов электрооборудования электростанций и подстанций и мест установки контролирующих элементов.

Таблица 10.1

Объем контролируемых параметров генератора

Контролируемый параметр	Блочный щит управления			Центральный щит управления
	Традиционные технические средства		Программно-технический комплекс	Программно-технический комплекс
	Постоянно	Регистрация		
Активная мощность	+	+	*	*
Реактивная мощность	+	+	*	*
Ток статора, фаза <i>A</i>	+	+	*	*
Ток статора, фаза <i>B</i>	+	—	*	*
Ток статора, фаза <i>C</i>	+	—	*	*
Напряжение статора межфазное <i>AB</i>	+	—	*	*

Контролируемый параметр	Блочный щит управления			Центральный щит управления
	Традиционные технические средства		Программно-технический комплекс	Программно-технический комплекс
	Постоянно	Регистрация	Отображение	Отображение
Напряжение статора межфазное BC	—	—	*	*
Напряжение статора межфазное CA	—	—	*	*
Напряжение $3U_0$ нулевой последовательности	—	—	*	*
Ток обратной последовательности, I_2	—	—	*	*
Ток ротора	+	+	*	*
Напряжение на обмотке ротора	+	—	*	*
Частота напряжения генератора	+	+	*	*
Активная энергия генератора	+	+	*	—

Примечание: + — традиционные средства измерения; * — измерения посредством программно-технического комплекса.

Кроме указанных параметров программно-технический комплекс контролирует тепломеханические параметры генератора (температуру меди и стали статора генератора; температуру вкладышей опорных подшипников генератора и уплотнений вала; температуру обмотки ротора; вибрацию подшипников генератора), параметры системы возбуждения генератора, его теплотехнические параметры и другие вспомогательные системы.

Таблица 10.2

Объем контролируемых параметров двухобмоточного трансформатора, работающего в блоке с генератором

Контролируемый параметр	Блочный щит управления		Центральный щит управления	
	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс
	Постоянно	Отображение	Постоянно	Отображение
Ток одной фазы (сторона высшего напряжения)	+	*	+	*
Температура верхних слоев масла в баке трансформатора	+	*	+	*

Таблица 10.3

Объем контролируемых параметров трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора), работающего в блоке с генератором

Контролируемый параметр	Блочный щит управления		Центральный щит управления	
	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс
	Постоянно	Отображение	Постоянно	Отображение
Активная мощность на стороне среднего напряжения	+	*	+	*
Реактивная мощность на стороне среднего напряжения	—	*	—	*
Ток одной (одноименной) фазы на сторонах всех напряжений	+	*	+	*
Ток общей части обмотки автотрансформатора блока и силового трансформатора (автотрансформатора) связи шин генераторного напряжения с энергосистемой	+	*	+	*

Контролируемый параметр	Блочный щит управления		Центральный щит управления	
	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс
	Постоянно	Отображение	Постоянно	Отображение
Температура верхних слоев масла в баке трансформатора (автотрансформатора)	+	*	+	*

Таблица 10.4

Объем контролируемых параметров трансформатора собственных нужд

Контролируемый параметр	Блочный щит управления		Центральный щит управления	
	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс	Традиционные технические средства	Программно-технический комплекс
	Постоянно	Отображение	Постоянно	Отображение
Активная мощность на стороне питания	+	*	+	*
Токи в обмотке генераторного напряжения фаз <i>A</i> , <i>B</i> , <i>C</i>	+	*	+	*
Ток одной (одноименной) фазы каждой из расщепленных обмоток, подключенных к секциям собственных нужд (при наличии на стороне потребления разделения на секции)	+	*	+	*
Температура верхних слоев масла в баке трансформатора	+	*	+	*

Объем контролируемых параметров распределительных устройств

Контролируемый параметр	Щит управления распределительным устройством		Центральный щит управления	
	Традиционные средства		Традиционные средства	
	Постоянно	Регистрация	Постоянно	Регистрация
Межфазное напряжение	—	—	+	—
Три фазных напряжения	—	—	+	—
Частота	—	—	+	+
Два межфазных напряжения	—	—	—	+
Шины генераторного напряжения				
Межфазное напряжение	—	—	+	—
Три фазных напряжения	—	—	+	—
Частота	—	—	+	+
Два межфазных напряжения	—	—	—	+
Шины высшего напряжения				
Три межфазных напряжения для систем с глухозаземленной нейтралью	+	—	*	—
Одно межфазное напряжение для систем с изолированной или компенсированной нейтралью	+	—	*	—
Три фазных напряжения для систем с изолированной или компенсированной нейтралью	+	—	*	—
Межфазное напряжение	—	+	—	+
Частота	—	+	*	+
Активная энергия	+	—	*	—

Система шин или секция шин, на которой предусмотрена синхронизация

Напряжение	+	—	*	+	—	*
Частота	+	—	*	+	—	*
Разность частот и совпадение фаз напряжений	+	—	—	+	—	—

Линии напряжением 330—750 кВ

Токи трех фаз	+	—	*	+	—	*
Активная мощность в обоих направлениях	+	—	*	—	—	*
Реактивная мощность в обоих направлениях	+	—	*	+	—	*
Три фазных напряжения	—	+	*	—	+	*
Напряжение нулевой последовательности	—	+	*	—	+	*
Ток нулевой последовательности	—	+	*	—	+	*
Активная энергия в обоих направлениях на межсистемных связях	+	—	*	+	—	*

Линии напряжением 110—220 кВ

Ток одной фазы тупиковых линий с двухсторонним питанием (привод выключателя трехфазный)	+	—	*	+	—	*
Токи трех фаз тупиковых линий с двухсторонним питанием (привод выключателя пофазный)	+	—	*	+	—	*
Активная мощность со стороны питания (для тупиковых линий)	+	—	*	—	—	*

Контролируемый параметр	Щит управления распределительным устройством				Центральный щит управления			
	Традиционные средства		Программно-технический комплекс		Традиционные средства		Программно-технический комплекс	
	Постоянно	Регистрация	Отображение	Отображение	Постоянно	Регистрация	Отображение	
Реактивная мощность со стороны питания (для тупиковых линий)	+	—	*	*	+	—	*	
Активная мощность в обоих направлениях (для линий с двухсторонним питанием)	+	—	*	*	+	—	*	
Реактивная мощность в обоих направлениях (для линий с двухсторонним питанием)	+	—	*	*	+	—	*	
Три фазных напряжения	—	+	*	*	—	+	*	
Токи двух фаз	—	+	*	*	—	+	*	
Напряжение нулевой последовательности	—	+	*	*	—	+	*	
Ток нулевой последовательности	—	+	*	*	—	+	*	
Активная энергия в обоих направлениях на межсистемных связях	+	—	*	*	+	—	*	
Линии напряжением 35 кВ								
Ток одной фазы	+	—	*	*	+	—	*	
Токи трех фаз (на линиях, питающих потребителя, требующего контроля трех фаз)	+	—	*	*	+	—	*	
Активная энергия	+	—	*	*	+	—	*	

Реактивная энергия	+	—	*	+	—	*
Линии напряжением 6—10 кВ связи с энергосистемой						
Ток одной фазы	—	—	*	—	—	*
Активная мощность в обоих направлениях	—	—	*	—	—	*
Реактивная мощность в обоих направлениях	—	—	*	—	—	*
Активная энергия	+	—	*	+	—	*
Реактивная энергия	+	—	*	+	—	*
Линии напряжением 6—10 кВ, питающие потребителей						
Ток одной фазы	+	—	*	+	—	*
Токи трех фаз (на линиях, питающих потребителя, требующего контроля трех фаз)	+	—	*	+	—	*
Активная энергия	+	—	*	+	—	*
Реактивная энергия	+	—	*	+	—	*
Шины собственных нужд ТЭС (на каждой секции)						
Три междофазных напряжения	+	—	*	+	—	—
Три фазных напряжения	+	+	*	+	+	*
	+	+	*	+	+	*

10.3. Системы релейной защиты

В электрической части энергосистем могут возникать повреждения электрооборудования электростанций и подстанций, линий электропередачи, которые вызывают появление значительных аварийных токов и сопровождаются глубоким понижением напряжения и частоты на шинах электростанций и подстанций. Для уменьшения разрушений в месте повреждения и обеспечения нормальной работы неповрежденной части энергосистемы необходимо как можно быстрее выявить и отделить место повреждения от неповрежденной части энергосистемы. Выявление и отделение мест повреждений следует проводить очень быстро (в течение сотых или десятых долей секунды), что может быть обеспечено только средствами автоматики.

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. Релейная защита выявляет поврежденный участок и отделяет его от энергосистемы, подав сигнал на отключение силовых выключателей, а также вырабатывает соответствующий информационный сигнал.

Работа релейной защиты основана на получении информации о токах, напряжениях и состоянии коммутационных элементов в отдельных частях энергосистемы. В результате обработки этой информации релейная защита вырабатывает управляющие сигналы для выключателей (отключения или включения), а также передает сообщения, позволяющие фиксировать или анализировать процессы, протекающие в энергосистеме.

Каждое устройство релейной защиты имеет (рис. 10.2) измерительную (реагирующую), логическую (оперативную) и управляющую (исполнительную) структурные части.

Измерительная часть осуществляет непрерывный контроль за состоянием защищаемого объекта и, реагируя на появление в нем повреждения (или ненормального режима), срабатывает и выдает дискретные сигналы на вход логической части, приводящие ее в действие. В состав измерительной части может входить один или несколько пусковых органов. Назначением измерительной части защиты является сравнение текущих значений параметров режима защищаемого объекта с заданными значениями, при которых защита должна срабатывать, т.е. с уставкой. Релейная защита получает информацию о параметрах режима защищаемого объекта от измерительных трансформаторов или преобразователей тока и напряжения.

Логическая часть воспринимает дискретные сигналы измерительной части, выполняет с помощью логических элементов по заданной

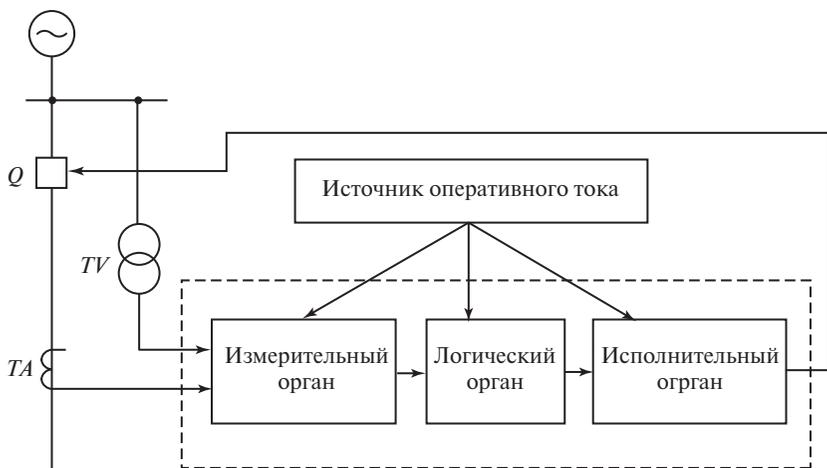


Рис. 10.2. Структурная схема релейной защиты

программе логические операции и подает выходной сигнал о срабатывании релейной защиты на управляющую часть. Логическая и исполнительная части релейной защиты получают питание от источника оперативного тока. Измерительную часть защиты, если она выполнена на интегральных микросхемах или с использованием микропроцессоров, подключают к источнику оперативного тока.

Управляющая часть служит для усиления или размножения сигнала логической части до значения, необходимого для отключения выключателя и приведения в действие других устройств (поскольку сигналы логической части, особенно при выполнении ее на полупроводниковых элементах, обычно имеют недостаточную мощность).

К устройствам релейной защиты предъявляются следующие основные требования:

- селективность — способность устройства релейной защиты выявить и отключить именно поврежденный элемент энергосистемы, а не какой-либо иной, хотя при наличии короткого замыкания нарушается нормальная работа многих элементов энергосистемы;
- быстродействие — способность релейной защиты в кратчайший промежуток времени (лучше всего мгновенно) выявить и отключить поврежденный элемент энергосистемы;
- чувствительность — способность устройства релейной защиты четко отличать режим короткого замыкания любого вида (трехфазное, двухфазное, однофазное короткое замыкание) от всевозможных, даже утяжеленных, режимов работы защищаемого объекта при отсутствии короткого замыкания;

- надежность релейной защиты, под которой понимается вероятность выполнения ею требуемых функций при заданных условиях в течение заданного промежутка времени. Стандартом МЭК 50(448)—1995 определяются понятия надежности несрабатывания и надежности срабатывания;

- статическая устойчивость функционирования как способность устройства релейной защиты сохранять стабильность измерения и обеспечивать точность измерения, характеристики, параметры и настройки, при условии, что эти входные величины являются установившимися; она определяется в основном выполнением требований к точности параметров, характеристик, настроек в заданных диапазонах входных сигналов;

- динамическая устойчивость функционирования, которая характеризует способность устройства релейной защиты обеспечивать свои функции с учетом переходных процессов, возникающих при коротком замыкании и коммутациях в энергосистеме и самом устройстве релейной защиты. Требование динамической устойчивости функционирования учитывается при разработке алгоритмов и конструкции устройств релейной защиты;

- устойчивость к влиянию внешней среды, среди видов воздействия которой — электрические, механические и климатические.

Все защиты делят на основные и резервные. *Основной* называется релейная защита, обеспечивающая отключение повреждений в пределах защищаемого элемента с требуемыми быстротой и чувствительностью. *Резервной* называется релейная защита, осуществляющая резервирование основной релейной защиты при ее отказе или выводе из работы и защиту следующего участка при отказе его релейной защиты или выключателя.

По способу обеспечения селективности действия релейные защиты подразделяют на два вида:

- с абсолютной селективностью, зона действий которых не выходит за пределы защищаемого объекта, а действия выполняются без выдержки времени;

- с относительной селективностью, действующие как на защищаемом элементе, так и за его пределами, селективность последних обеспечивается при этом подбором выдержек времени.

По принципу действия измерительных органов, определяющих факт возникновения короткого замыкания и место его нахождения, различают группы релейной защиты, реагирующие на следующие факторы: увеличение тока, уменьшение сопротивления, появление разности токов по концам защищаемого участка, изменение фаз тока относительно напряжения.

В настоящее время релейная защита строится с использованием цифровой (микропроцессорной) техники, что обусловлено существенными преимуществами последней по сравнению с электромеханическими и электронными защитами, которые заключаются в следующем:

- повышении аппаратной надежности, массогабаритных показателей устройств благодаря существенному уменьшению числа используемых блоков и соединений;
- существенном повышении удобства обслуживания и возможности сокращения обслуживающего персонала;
- расширении и улучшении качества защитных функций (чувствительности, селективности, статической и динамической устойчивости функционирования);
- возможности непосредственной регистрации процессов и событий и анализа возникших в энергосистеме повреждений;
- принципиально новых возможностях управления защитой и передачи от нее информации на географически удаленные уровни управления;
- в технологичности производства.

Принципы построения и алгоритмы, используемые в цифровой релейной защите, во многом отличаются от применяемых в электромеханических и электронных релейных защитах ввиду существенно различающихся технической основы и способов обработки информации.

Среди основных структурных элементов цифровой релейной защиты можно выделить следующие функциональные блоки:

- аналоговые входы переменного тока, которые служат для ввода сигналов от измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- элементы для цифровой обработки сигналов (преобразователи и усилители, микропроцессорный блок);
- дискретные входы, предназначенные для ввода логической информации, которая в дальнейшем используется в программной части для принятия решений;
- дискретные выходы, служащие для целей управления и сигнализации;
- функциональную клавиатуру управления, предназначенную для ввода управляющей информации (изменение настроек и параметров защиты, ввод и вывод из действия отдельных функций, ввод команд для управления коммутационными элементами присоединения и др.);
- дисплей, используемый для чтения сообщений защиты;

- интерфейс обслуживания, обычно представляющий собой последовательный порт на лицевой панели защиты и осуществляющий связь между защитой и компьютером;
- системный интерфейс, предназначенный для связи защиты с системой контроля и управления;
- функциональный интерфейс, служащий в общем случае для обеспечения быстрого обмена информацией о действиях отдельных функций защиты, состоянии контактов коммутирующих аппаратов с устройством защиты на другом конце защищаемого объекта.

Токовые защиты. Подавляющее большинство повреждений в электрических системах сопровождается повышением тока, поэтому именно ток целесообразно использовать в качестве входного сигнала для средств релейной защиты. Защиты, которые оценивают состояние защищаемого объекта по току, называют *токовыми*. Токовые защиты начинают действовать при выходе значения контролируемого тока за установленные границы. Эти границы, задаваемые тем или иным способом на чувствительных элементах защиты, принято называть *уставками*. Действующее значение тока в месте установки защиты, при котором защита начинает действовать, называют *током срабатывания* защиты. Токовые защиты устанавливаются на защищаемом участке электрической сети со стороны источника питания. Если электрическая сеть включает в себя несколько источников, то защиты на контролируемом объекте следует устанавливать со стороны каждого источника питания. Защиты в этом случае должны обладать направленностью действия.

Существует два вида токовых защит максимального типа, различающихся способами обеспечения селективной работы: максимальная токовая защита с выдержкой времени срабатывания и токовая отсечка.

Максимальная токовая защита (МТЗ). Селективность действия МТЗ обеспечивается выбором различных выдержек времени срабатывания. Как правило, МТЗ используется в электрических сетях с односторонним питанием. Она устанавливается в начале каждого контролируемого объекта со стороны источника питания (рис. 10.3). Максимальная токовая защита отличает режим короткого замыкания от рабочего режима по значению тока, проходящего в защищаемом объекте. Ток срабатывания МТЗ отстраивается от значения максимального рабочего тока защищаемого участка электрической сети, т.е. $I_{с.з} > I_{\max \text{ раб}}$. Выдержки времени срабатывания защиты должны нарастать по мере приближения к источнику питания, т.е. $t_{с.31} > t_{с.32} > t_{с.33} > t_{с.34}$.

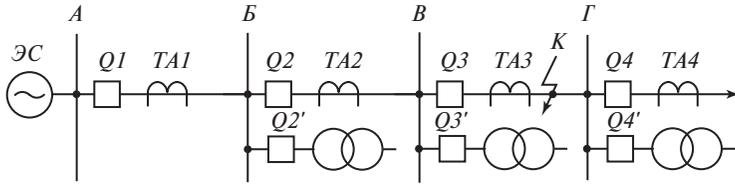
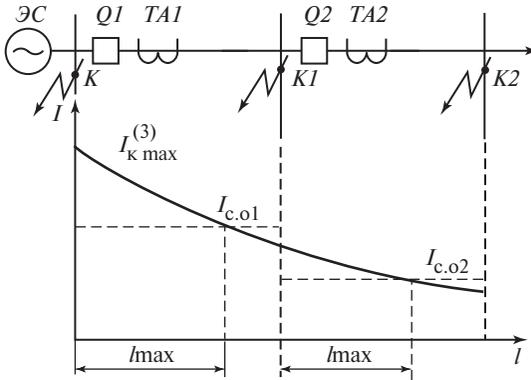


Рис. 10.3. Структура максимальной токовой защиты радиальной электрической сети с односторонним питанием:

ЭС — энергосистема; А, Б, В, Г — подстанции сети; АБ, БВ, ВГ — линии электропередачи; Q1, Q2, Q3, Q4, Q1', Q2', Q3', Q4' — выключатели; ТА1, ТА2, ТА3, ТА4 — трансформаторы тока (источники информации для устройств релейной защиты линий электропередачи)



10.4. Структура токовой отсечки радиальной электрической сети с односторонним питанием и диаграмма токов короткого замыкания:

ЭС — энергосистема; Q1, Q2 — выключатели; ТА1, ТА2 — трансформаторы тока

Токовая отсечка. Данная быстродействующая токовая защита максимального типа реагирует на увеличение тока в защищаемом объекте. Однако селективность токовой отсечки обеспечивается не выбором времени срабатывания защиты, а выбором тока срабатывания, т.е. ограничением зоны ее действия (рис. 10.4). Поскольку значение тока короткого замыкания зависит от удаленности места повреждения от источника питания, то можно подобрать такое значение тока срабатывания отсечки, при котором в зону ее действия будет входить только контролируемый объект. Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимального значения тока короткого замыкания внешнего по отношению к этому объекту, т.е. $I_{с.з} > I_{к \max}$.

Токовая защита нулевой последовательности. Как показывает статистика, большинство коротких замыканий (до 80 %) являются короткими замыканиями на землю. В сети с заземленной нейтралью

ток короткого замыкания проходит по контуру фаза—земля, следовательно, сумма токов трех фаз не равна нулю, а равна утроенному значению симметричной составляющей тока нулевой последовательности: $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 3\dot{I}_0$.

Поскольку в рабочем режиме сумма токов трех фаз равна нулю, токовую защиту, реагирующую на ток нулевой последовательности, не следует отстраивать от тока рабочего режима, что делает такую защиту гораздо более чувствительной по сравнению с максимальной токовой защитой.

Дистанционная защита. Основным недостатком токовых защит является зависимость зоны их действия от тока короткого замыкания, что не позволяет в ряде случаев иметь достаточную чувствительность токовой защиты, особенно ее быстродействующих ступеней. Кроме того, в сложнзамкнутых сетях (например, в кольцевой сети с двумя источниками питания) не может быть обеспечена селективность токовых защит.

Дистанционная защита реагирует на отношение подведенных к измерительному органу защиты напряжения и тока, т.е. на сопротивление. Режим короткого замыкания отличается от нормального режима работы сети пониженным значением напряжения и повышенным значением тока. Следовательно, сопротивление на входе измерительного органа защиты при коротком замыкании меньше, чем в нормальном режиме. Это обстоятельство и используется для выявления коротких замыканий.

Таким образом, дистанционная защита представляет собой защиту минимального сопротивления. Если на вход измерительного органа минимального сопротивления подается разность напряжений замкнувшихся фаз и разность токов этих фаз, то сопротивление на входе измерительного органа оказывается равным сопротивлению линии от места установки защиты (начало линии) до места короткого замыкания: $Z = Z_{\text{пог}} l_{\text{к}}$, где $Z_{\text{пог}}$ — удельное сопротивление линии; $l_{\text{к}}$ — расстояние до места короткого замыкания.

Дифференциальная токовая защита. Селективность токовых защит и дистанционной защиты обеспечивается соответствующим выбором параметров их срабатывания, т.е. это защиты с относительной селективностью.

Продольная дифференциальная токовая защита не реагирует на внешние короткие замыкания по принципу действия, т.е. относится к защитам с абсолютной селективностью, а следовательно, является быстродействующей защитой. Измерительный орган продольной дифференциальной токовой защиты включается на разность токов по концам защищаемого объекта. В измерительном (логическом)

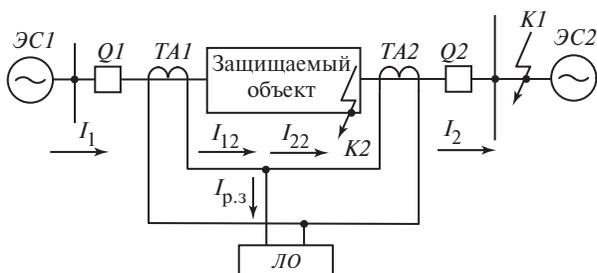


Рис. 10.5. Структура продольной дифференциальной токовой защиты:

$\mathcal{ЭС}1$ и $\mathcal{ЭС}2$ — энергосистемы; $Q1$, $Q2$ — выключатели; $TA1$, $TA2$ — трансформаторы тока; $ЛО$ — логический орган; I_1 и I_2 — токи на входе и выходе защищаемого объекта; I_{12} и I_{22} — вторичные токи измерительного органа; $I_{р.з}$ — ток логического органа защиты

органе защиты протекает ток $I_{р.з}$, равный разности вторичных токов измерительных трансформаторов тока $TA1$ и $TA2$ I_{12} и I_{22} (рис. 10.5). При внешнем коротком замыкании в точке $K1$ токи I_1 и I_2 по концам защищаемого объекта одинаковы, и ток $I_{р.з}$ равен нулю. При коротком замыкании на защищаемом объекте в точке $K2$ ток $I_{р.з}$ практически равен арифметической сумме вторичных токов короткого замыкания от источников питания $\mathcal{ЭС}1$ и $\mathcal{ЭС}2$, и защита срабатывает.

Принцип *поперечной дифференциальной защиты* основан на сравнении токов параллельно включенных элементов энергосистемы, например токов двух линий электропередачи, коммутируемых одним выключателем или двух параллельных ветвей обмотки статора.

Комплексы релейной защиты. На защищаемом объекте устанавливается, как правило, не одно, а несколько устройств релейной защиты (комплекс защит). Одна часть этих устройств относится к основным защитам, другая — к резервным. В качестве *основной защиты* обычно используются устройства релейной защиты с абсолютной селективностью, а в качестве *резервной защиты* — устройства релейной защиты с относительной селективностью. Например, на линиях электропередачи в качестве основной защиты устанавливается либо направленная защита с высокочастотной блокировкой, либо дифференциально-фазная защита. В качестве резервной защиты используется дистанционная защита от внешних межфазных коротких замыканий, а от коротких замыканий на землю — токовая защита нулевой последовательности.

Комплекс защит генератора. В составе комплекса защит генератора, работающего на сборные шины, входят:

- продольная дифференциальная защита;
- поперечная дифференциальная защита;

- защита от повышения напряжения;
- защита от симметричных перегрузок с независимой выдержкой времени;
- защита от симметричных перегрузок с зависимой выдержкой времени;
- защита от несимметричных перегрузок с независимой выдержкой времени;
- защита от несимметричных перегрузок с зависимой выдержкой времени;
- дистанционная защита от межфазных замыканий;
- защита от потери возбуждения;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения;
- защита обратной мощности;
- защита активной мощности;
- защита от перевозбуждения;
- защита по частоте;
- защита от замыканий на землю обмотки статора;
- чувствительная защита замыканий на землю обмотки статора;
- защита от замыканий на землю обмотки статора (по напряжению 3-й гармоники);
- защита от замыканий на землю обмотки статора (с наложением 20 Гц);
- защита от случайных включений;
- максимальная токовая защита пусковых режимов;
- дифференциальная защита трансформатора возбуждения;
- МТЗ трансформатора возбуждения;
- защита ротора от перегрузок;
- защита от замыканий на землю в цепях возбуждения;
- контроль исправности цепей отключения выключателя генератора;
- блокировка от несинхронных включений;
- автоматическая синхронизация генератора.

Комплекс защит трансформаторов энергоблоков. В этот комплекс входят:

- дифференциальная защита;
- максимальная токовая защита;
- защита от внешних замыканий на землю на стороне высшего напряжения;
- газовая защита трансформатора;
- дифференциальная защита ошиновки стороны высшего напряжения трансформатора;
- резервная дифференциальная защита блока;

- устройства контроля изоляции на стороне низшего напряжения;
- устройства контроля изоляции высоковольтных вводов трансформатора.

На рис. 10.6. приведена поясняющая схема системы релейной защиты энергоблока генератор—трансформатор АЭС.

Комплекс защит трансформаторов собственных нужд электростанций.

В комплекс входят:

- дифференциальная защита двухобмоточного трансформатора;
- дифференциальная защита трехобмоточного трансформатора;
- максимальная токовая защита на стороне высшего напряжения;
- дистанционная защита от межфазных замыканий на стороне высшего напряжения двухобмоточного трансформатора;
- дистанционная защита от межфазных замыканий на стороне высшего напряжения трехобмоточного трансформатора;
- устройства контроля изоляции на стороне высшего напряжения трансформатора;
- устройства контроля изоляции на стороне среднего напряжения трансформатора;
- устройства контроля изоляции на стороне низшего напряжения трансформатора;
- дистанционная защита от межфазных замыканий на стороне низшего напряжения каждой из обмоток низшего напряжения трансформатора с расщепленной обмоткой;
- максимальная токовая защита с каждой из сторон низшего напряжения трансформатора с расщепленной обмоткой;
- защита от перегрузки по току с каждой из сторон низшего напряжения трансформатора с расщепленной обмоткой;
- газовая защита трансформатора;
- газовая защита РПН трансформатора;
- блокировка РПН при перегрузке по току;
- дифференциальная защита магистрального шинпровода;
- дифференциальная защита ошиновки стороны высшего напряжения.

Комплекс защит линий напряжением 330—750 кВ. В комплекс входят:

- защиты, состоящие не менее чем из двух устройств релейной защиты (основного и резервного) от всех видов коротких замыканий, которые устанавливаются на каждой стороне ЛЭП 330—750 кВ;
- дифференциально-фазная защита (ДФЗ) и комплект ступенчатых защит (дистанционная и токовая направленная защита нулевой последовательности) с передачей разрешающих сигналов;
- продольная дифференциальная защита (ДЗЛ) и комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих сигналов;

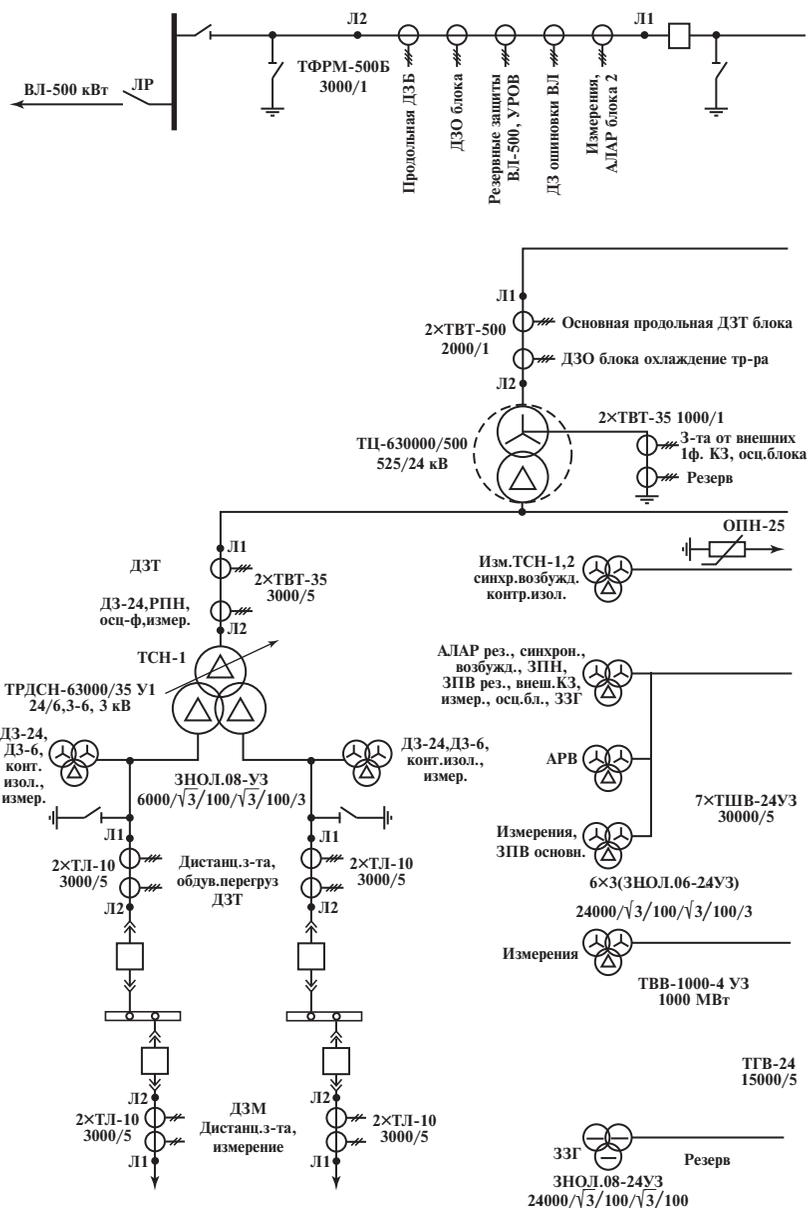
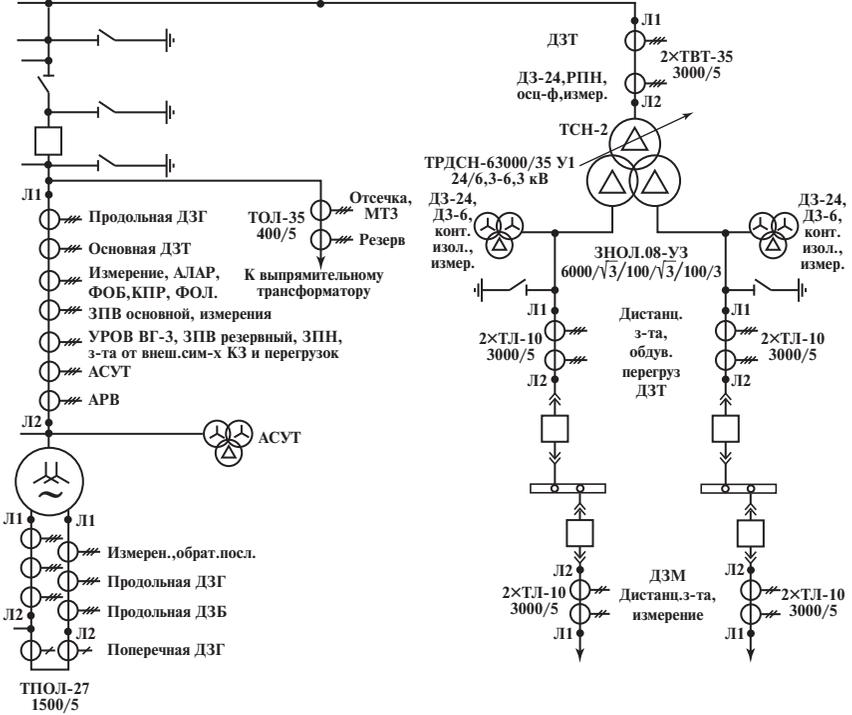
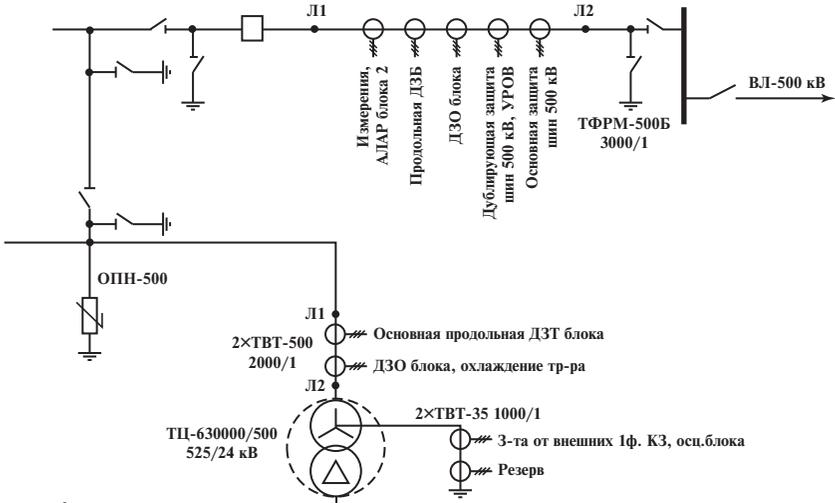


Рис. 10.6. Схема системы релейной защиты энергоблока генератор—трансформатор АЭС



- два комплекта ступенчатых защит с передачей блокирующего (первый комплект) и разрешающего (второй комплект) сигналов.

Для обеспечения взаимодействия полуккомплектов быстродействующих защит должны использоваться высокочастотные каналы связи (ВЧКС), кабельные линии связи (КЛС) и волоконно-оптические линии связи (ВОЛС).

При одном комплекте ступенчатых защит необходимо, чтобы функции ступенчатых защит также обеспечивались терминалами ДФЗ и ДЗЛ.

Три устройства релейной защиты должны быть установлены в обязательном порядке на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций.

На линиях 330—750 кВ следует предусматривать защиту от неполнофазных режимов, возникающих при отключении или включении линии не всеми фазами.

Комплекс защит автотрансформаторов 330—750 кВ. На автотрансформаторах должны быть предусмотрены следующие устройства релейной защиты:

- два комплекта дифференциальной токовой защиты;
- газовые защиты, в том числе линейного регулировочного трансформатора (при его установке);
- защита РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах высшего, среднего и низшего напряжений;
- защита от перегрузки;
- дифференциальные защиты ошинок ВН и СН (ДЗО СН применяется при подключении стороны среднего напряжения автотрансформатора к шинам через два выключателя или кабельную вставку);
- устройство контроля изоляции вводов на напряжение 500 (750) кВ (при использовании маслonaполненных вводов высшего напряжения);
- дифференциальная токовая защита ошиновки НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора;
- устройство резервирования при отказе выключателя ВН и/или СН при повреждении за токоограничивающим реактором на стороне НН (при необходимости);
- устройство контроля изоляции обмотки НН;
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п.).

Комплекс защит шунтирующего реактора 500—750 кВ. На шунтирующем реакторе 500—750 кВ должны быть предусмотрены следующие защиты:

- два комплекта продольной дифференциальной токовой защиты;
- два комплекта поперечной дифференциальной токовой защиты (трансформаторы тока должны быть встроены в выводы нейтрали реактора);
- газовая защита;

- устройства контроля изоляции вводов — КИВ (при использовании маслонаполненных вводов высшего напряжения);
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п.).

Комплекс защит автотрансформаторов 220 кВ. На автотрансформаторе должны быть предусмотрены следующие устройства релейной защиты:

- один комплект дифференциальной токовой защиты автотрансформатора;
- газовая защита;
- защита РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах высшего, среднего и низшего напряжения;
- защита от перегрузки, включая защиту от перегрузки общей обмотки;
- устройство автоматического регулирования РПН;
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п.).

Кроме того, на автотрансформаторе могут быть установлены:

- дифференциальные защиты ошиновок высшего и среднего напряжений (при подключении соответствующей стороны автотрансформатора к шинам через два выключателя или кабельную вставку);
- дифференциальная токовая защита ошиновки низшего напряжения с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора.

Комплекс защит трансформаторов 35—220 кВ. На трансформаторе должны быть предусмотрены следующие защиты:

- комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах высшего, среднего (для трехобмоточного трансформатора) и низшего напряжения;
- устройство автоматического регулирования РПН;
- защита от перегрузки;
- дифференциальная токовая защита ошиновки низшего напряжения с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора).

На трансформаторе 35/0,4 кВ вместо дифференциальной защиты должна предусматриваться токовая отсечка.

Комплекс защит шин (ошиновок).

Защиту шин (ошиновок) 330—750 кВ выполняют с использованием двух независимых комплектов дифференциальной токовой защиты.

Защиту систем (секций) шин 110—220 кВ выполняют с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты.

Защита комплектных РУ 110—220 кВ с элегазовой изоляцией состоит из двух комплектов дифференциальной защиты.

Защита систем (секций) шин 35 кВ может выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты. При отсутствии напряжения со стороны сети 35 кВ допускается использовать логическую защиту.

Дифференциальная защита шин (ошиновок) должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока.

Комплекс защит линий 110—220 кВ. На линиях с двухсторонним питанием необходимо устанавливать две независимые защиты от всех видов повреждений: быстродействующую защиту с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита). Должны быть предусмотрены меры по отстройке быстродействующих защит от коротких замыканий за силовыми трансформаторами отпаечных подстанций.

В качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов:

- 1) продольную дифференциальную защиту;
- 2) дифференциально-фазную защиту;
- 3) защиту с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);
- 4) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

Установка дополнительной быстродействующей защиты предусматривается на особо ответственных линиях напряжением 110—220 кВ, если при отказе срабатывания или выводе из действия основной быстродействующей защиты отключение короткого замыкания на линии резервной защитой с выдержкой времени может привести к нарушению устойчивости нагрузки, технологии особо ответственных производств, надежной работы атомных станций, а также требований экологии.

Две основные быстродействующие защиты должны устанавливаться на кабельных и кабельно-воздушных линиях, а также на воздушных линиях в местах массовой застройки.

В качестве дополнительной быстродействующей защиты может быть использован комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих или блокирующих сигналов.

На линиях 110—220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных коротких замыканий;
- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

10.4. Системы диагностики

Любой вид силового электротехнического оборудования представляет собой сложный объект, состоящий из множества узлов и деталей. Это обстоятельство обуславливает множество методов диагностики, которые направлены на выявление как дефектов общего характера, так и дефектов определенного типа, а также мест их локализации.

Технология оценки состояния оборудования включает:

- определение текущего состояния оборудования путем использования методов оперативной диагностики работающего оборудования;
- при подозрении на наличие дефекта проведение дополнительных испытаний без вывода оборудования из работы;
- при подтверждении наличия дефекта планирование вывода оборудования из работы;
- проведение дополнительных испытаний на отключенном оборудовании для подтверждения диагноза и локализации дефекта;
- по возможности устранение дефекта и при необходимости проведение повторных испытаний.

При диагностике оборудования разной степени сложности используют методы, которые позволяют получать данные о текущем состоянии оборудования за наименьший промежуток времени (в режиме реального времени). Затем проводятся анализ данных о состоянии оборудования, полученных за большой период времени, и дополнительные мероприятия по получению необходимой информации для принятия окончательного решения.

Методы оперативной диагностики основного силового электрооборудования.

Методы оперативной диагностики силовых трансформаторов (автотрансформаторов). Основными повреждаемыми элементами трансформаторного оборудования являются маслonaполненные вводы, устройства РПН, обмотки, главная изоляция и магнитопровод. Повреждаемость автотрансформаторов значительно выше, чем трансформаторов.

Доля аварий и отказов с тяжелыми последствиями составляет от 30 до 40 % общего числа повреждений, а доля отказов, приводящих к взрывам и пожарам, оценивается в 10—15 %. Основными причинами повреждений трансформаторного оборудования являются сквозные токи короткого замыкания, перегрузки по току и перенапряжения. Максимальные значения токов короткого замыкания оказывают наибольшее электродинамическое воздействие (часто являющееся критическим).

Возможные дефекты, возникающие при эксплуатации трансформаторного оборудования, принято классифицировать следующим образом:

- медленно развивающиеся (время развития несколько лет — 40 %);
- быстроразвивающиеся (время развития несколько месяцев — 40 %);
- внезапные отказы (время развития часы — 20 %).

Оценочные данные о распределении дефектов по скорости нарастания показывают, что системы контроля и диагностики трансформаторного оборудования должны обеспечивать выявление быстроразвивающихся дефектов, в противном случае их эффективность будет не выше 40 %.

Методы диагностики силовых маслонаполненных трансформаторов (автотрансформаторов) следующие:

- хроматографический анализ растворенных в масле газов. Данный метод позволяет выявить дефект, определить его характер и сделать вывод о скорости развития выявленного дефекта;
- контроль теплового состояния трансформатора и его выводов. При использовании тепловизионного оборудования данный метод позволяет определять наличие мест перегрева контактных соединений, трансформаторных выводов и бака трансформатора;
- контроль интенсивности частичных разрядов, который позволяет выявить, а ряде случаев и локализовать дефекты изоляции;
- ультрафиолетовый контроль состояния внешней изоляции вводов по наличию коронных разрядов, хорошо заметных в ультрафиолетовом спектре.

Для определения состояния прессовки обмоток и магнитопровода, общего состояния конструкции трансформатора и системы маслонасосов системы охлаждения, проводится вибрационное обследование. В качестве дополнительного метода диагностики для подтверждения наличия дефектов используется физико-химический анализ масла.

Методы оперативной диагностики синхронных генераторов. Основными дефектами турбогенераторов (например, типа ТВВ) являются:

- ненадежная работа системы возбуждения (щеточно-контактного аппарата);
- повреждение изоляции обмоток статора (пробой изоляции в пазовой части и на лобовых частях);
- повреждение системы водяного охлаждения (течь дистиллята из головок стрижней, образование трещин в полых стержнях, закупорка каналов в элементарных проводниках стрижней, повреждение фторопластовых трубок и пр.);

- ослабление креплений обмоток статора в лобовых и пазовых частях;
- ослабление клиньев стрежней в пазах статора;
- повышение вибрации обмоток и сердечника статора;
- подгар и образование трещин на посадочных поверхностях бандажных колец и бочке ротора;
- ухудшение состояния изоляции обмотки ротора.

Один из основных методов контроля состояния турбогенератора — это непрерывный мониторинг его теплового состояния, при котором контролируется температура охлаждающих сред на входе и выходе охлаждаемой части генератора, температура в пазах статора и пр. Тепловой контроль ведется с помощью предусмотренных (штатных) датчиков. Следует отметить, что существуют разные методики обработки полученных от датчиков данных теплового состояния генератора.

Тепловое состояние корпуса статора генератора контролируют тепловизионными приборами. Диагностика состояния изоляции осуществляется методами контроля уровня частичных разрядов. С помощью вибрационного контроля определяется механическое состояние частей генератора. Например, внедренная на турбогенераторах типа ТВВ-1000-4У3 система контроля вибрации (СКВ) позволяет отслеживать следующие неисправности:

- ослабление прессовки пакета стали статора;
- несимметрию тока в обмотках статора вследствие обрыва фазы;
- короткое замыкание обмоток;
- тепловой дисбаланс;
- выработку посадочного места крепления статора;
- эксцентриситет ротора;
- смещение оси магнитного поля относительно геометрической оси ротора вследствие неправильного монтажа;
- деформацию сердечника статора генератора в момент резонанса.

На рис. 10.7 показано расположение датчиков СКВ на турбогенераторе ТВВ-1000-4У3.

При наличии щеточно-контактного аппарата проводится мониторинг его состояния, при котором в первую очередь контролируется распределение токов между щетками аппарата. Например, для турбогенераторов типов ТВВ, ТЗВ, ТВФ на теплоэлектростанциях используется автоматизированная система контроля и диагностики (АСКДГ), разработанная инновационно-техническим центром «Черноголовка», которая позволяет осуществлять:

- контроль теплового состояния генератора, в том числе ротора;
- контроль технологических параметров;

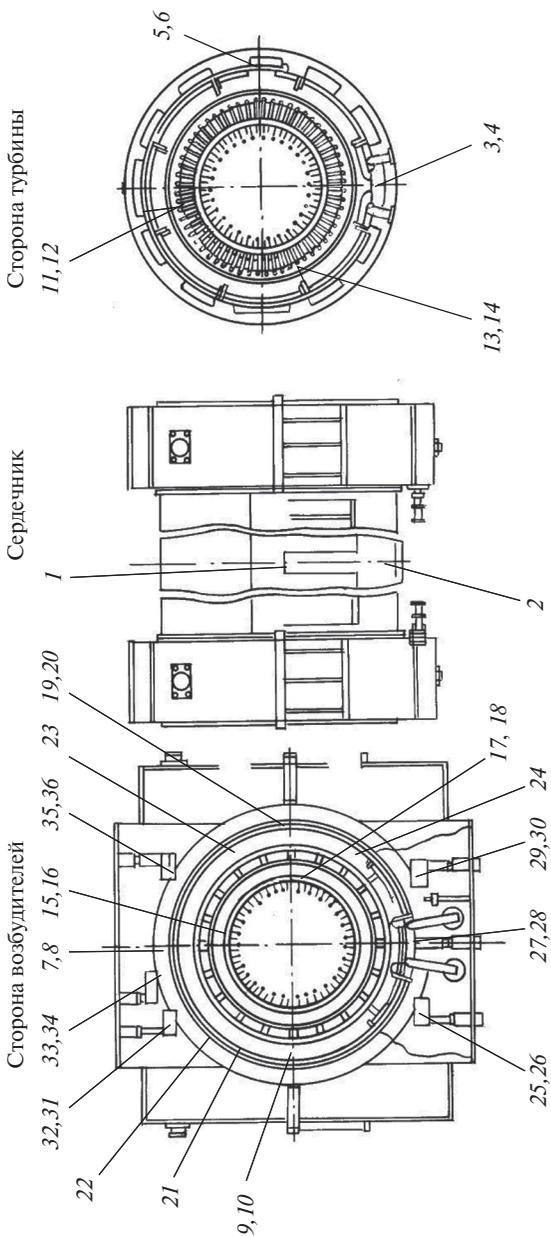


Рис. 10.7. Места расположения датчиков системы контроля вибрации:

1, 2 — железо статора; 3—6 — нажимные кольца со стороны турбины; 7—10 — нажимные кольца со стороны возбуждения; 11—14 — распорные кольца со стороны турбины; 15—18 — распорные кольца со стороны возбуждения; 19, 20 — коллекторы напорные; 21—24 — колодки крепления шин; 25—30 — фазные выводы; 31—36 — нулевые выводы

- контроль электрических параметров, формирование диаграммы мощности;
- контроль уровня вибрации основных элементов конструкции генератора;
- вычисление необходимых значений величин на основании измеренных параметров;
- контроль изоляции обмотки ротора;
- отображение параметров на видеомониторе, сравнение их с уставками;
- регистрацию и архивирование контролируемых параметров и дискретных сигналов на срок более года;
- регистрацию аварийных событий;
- сигнализацию о предаварийных и аварийных ситуациях;
- формирование и печать протоколов и отчетов;
- передачу информации в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергоблока.

При установке математического обеспечения появляются дополнительные функции диагностики.

Для статора генератора определяют:

- ухудшение проходимости каналов стержней обмотки статора;
- ослабление крепления лобовых частей обмотки;
- ослабление крепления корпуса генератора к фундаменту;
- ухудшение сопротивления изоляции обмотки статора.

Для ротора генератора и цепей возбуждения выявляют:

- ухудшение состояния изоляции цепей возбуждения;
- электрический, механический и тепловой небалансы;
- витковые замыкания в обмотке возбуждения;
- дефекты щеточно-контактного аппарата.

Для системы охлаждения определяют:

- снижение расхода охладителя в цепях охлаждения статора;
- снижение расхода дистиллята в обмотке ротора;
- появление утечек в цепях охлаждения статора и ротора внутри корпуса;
- нарушения работы насосов в контурах охлаждения;
- ухудшение качества дистиллята.

Для системы смазки подшипников генератора определяют нарушения маслоснабжения.

Для подшипников генератора определяют:

- ослабления и повреждения крепления вкладышей;
- ухудшение изоляции подшипника генератора.

При необходимости АСКДГ может выполнять некоторые функции автоматического управления и регулирования (например, автоматическое регулирование подачи охладителя).

Методы оперативной диагностики высоковольтных выключателей:

- контроль теплового состояния элементов конструкции выключателя, позволяющий определить наличие перегрева того или иного элемента и внешних контактных соединений;
- ультрафиолетовый контроль состояния внешней изоляции, основанный на наличии коронных разрядов.

Наряду с указанными методами диагностики необходимо также проводить мониторинг расхода ресурса выключателя путем контроля числа коммутаций и значений отключаемых токов.

Методы оперативной диагностики измерительных трансформаторов тока и напряжения и элементов конструкции распределительных устройств и линий электропередачи. Наиболее эффективными методами диагностики данных видов оборудования являются контроль теплового состояния и ультрафиолетовый контроль состояния изоляционных конструкций. Ультрафиолетовый контроль также позволяет определить степень загрязненности подвесных и опорных изоляторов и наличие трещин в опорных изоляторах разъединителей и выключателей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Короткие замыкания и выбор электрооборудования:** учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2012. — 568 с.
2. **Короткие замыкания и несимметричные режимы электроустановок:** учебное пособие для студентов вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. — 472 с.
3. **Основы современной энергетики:** учебник для вузов: в 2 т. Том 2. Современная электроэнергетика / под ред. профессоров А.П. Бурмана и В.А. Строева. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. — 632 с.
4. **Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В.** Устойчивость энергосистем. Книга 1. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. — 369 с.
5. **Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования:** учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. — М.: Издательский центр «Академия», 2005. — 416 с.
6. **Электрическая часть атомных электростанций:** учебное пособие / В.П. Васин, В.А. Старшинов. — М.: Издательский дом МЭИ, 2005. — 208 с.
7. **Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.** Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. — М.: Издательство МЭИ, 2004. — 288 с.
8. **Силовые трансформаторы:** Справочная книга / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. — М.: Энергоиздат, 2004. — 616 с.
9. **Электрическая часть гидроэлектростанций:** учебное пособие / В.А. Старшинов, А.И. Пойдо, М.В. Пираторов. — М.: Издательство МЭИ, 2003. — 160 с.
10. **Церазов А.Л., Старшинов В.А., Васильева А.П.** Электрическая часть тепловых электростанций: учебник для вузов / под ред. В.А. Старшинова. — 3-е изд. — М.: Издательство МЭИ, 1995. — 368 с.
11. **Коган Ф.Л.** Аномальные режимы мощных турбогенераторов. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 192 с.
12. **Околович М.Н.** Проектирование электрических станций: учебник для вузов. — М.: Энергоиздат, 1982. — 400 с.
13. **Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением /** под общ. ред. Л.С. Линдорфа и Л.Г. Мамикоянца. — М.: Энергия, 1972. — 352 с.
14. **Положение** о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС». — М., 2011. — 199 с.
15. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. — 264 с.
16. **СП ТЭС—2007.** Свод правил по проектированию тепловых электрических станций. Электротехническая часть.

17. **СО 34.35.101—2003.** Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях.
18. **СТО 56947007-29.240.30.010—2008.** Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35—750 кВ. Типовые решения.
19. **СТО 56947007-29.240.10.028—2009.** Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35—750 кВ (НТП ПС).
20. **РД 3.45-51.300—97.** Объем и нормы испытаний электрооборудования / под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана. — 6-е изд., с изм. и доп. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.