Б. Н. Неклепаев

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

2-е издание, переработанное и дополненное

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов электроэнергетических специальностей вузов

БИБЛИОТЕКА

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1986

ББК 31.277
Н 47
УДК 621.311.2.06(075.8)

Рецензент кафедра электрических станций
Ленинградского политехнического института

Неклепаев Б. Н.

Н 47 Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 640 с.; ил.

Изложены основные вопросы электрической части электростанций: главные схемы и схемы собственных нужд, конструкции распредустройств, вспомогательные системы, токи короткого замыкания и их ограничение, параметры и характеристики основного и вспомогательного электрооборудования, методика выбора электрооборудования. Первое издание вышло в 1976 г. Второе издание существенно переработано с учетом современной практики проектирования и эксплуатации электростанций и подстанций новых ГОСТ и нормативных документов.

Для студентов энергетических и электромеханических специальностей.

Н $\frac{2302040000\text{-}474}{051(01)\text{-}86}$ 159-86 ББК 31.277

УЧЕБНИК

Борис Николаевич Неклепаев

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Редактор *И. П. Крючков*
Редактор издательства *Л. В. Копейкина*
Художественные редакторы *В. А. Гозак-Хозак, Ю. В. Созанская*
Технический редактор *Г. С. Соловьева*
Корректор *Г. А. Полонская*

Сдано в набор 24.04.86. Подписано в печать 10.11.86. Т-22763. Формат 84×108¹/₃₂. Бумага типографская № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 33,6. Усл. кр.-отт. 33,6. Уч.-изд. л. 35,23. Тираж 29 000 экз. Заказ № 516. Цена 1 р. 50 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7

© Издательство «Энергия», 1976
© Энергоатомиздат, 1986

РеН 108
АВР—541 НАПВ 539

ПРЕДИСЛОВИЕ

В основу учебника легли лекции по одноименному курсу, читавшиеся автором в течение ряда лет на дневном и вечернем отделениях электромеханического и электроэнергетического факультетов Московского энергетического института для студентов специальностей 0601, 0314, 0301.

Содержание учебника соответствует программе одноименного курса для энергетических специальностей вузов.

В данном курсе, основываясь на системном подходе, электростанции, их электрическая часть и электрооборудование рассматриваются как элементы энергосистем. Основной акцент делается на условия работы электрооборудования и основных элементов электростанций в энергосистемах и на требования, которые предъявляют современные энергосистемы к параметрам, схемам и условиям эксплуатации электрооборудования и электрической части электростанций, а также подстанций.

В учебнике даны необходимые сведения об устройстве, параметрах и работе электростанций различного типа и их основных элементов; общие сведения об электрических сетях и системах, релейной защите, автоматике, защите от перенапряжений; описывается физика явлений при переходных процессах в энергосистемах; излагается методика выбора электрооборудования и электрических схем электроустановок.

Автор признателен коллективу кафедры электрических станций МЭИ за помощь, оказанную во время работы над рукописью, а также за замечания, предложения и советы, высказанные при обсуждении рукописи.

Автор выражает глубокую благодарность коллективу кафедры электрических станций Ленинградского политехнического института имени М. И. Калинина (зав. кафедрой доктор техн. наук, проф. Г. М. Павлов) за внимательный просмотр и рецензирование рукописи и сделанные ими полезные замечания, которые учтены при окончательной подготовке рукописи.

С благодарностью автор отмечает тщательное редактирование рукописи канд. техн. наук доц. И. П. Крючковым.

Все пожелания и замечания автор просит направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Автор

Глава первая

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

1.1. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ СССР

Уровень развития энергетики и электрификации, как известно, в наиболее обобщенном виде отражает технико-экономический потенциал любой страны.

Электрификация играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства СССР, является стержнем строительства экономики коммунистического общества. Отсюда объективно следует необходимость опережающих темпов роста производства электроэнергии. Создание материально-технической базы коммунизма предполагает, в частности, полную электрификацию страны и совершенствование на этой основе техники, технологии и организации общественного производства во всех отраслях народного хозяйства.

От царской России Советское государство получило отсталое хозяйство. В условиях разрухи, голода, гражданской войны, когда не хватало самого необходимого—хлеба, топлива, одежды, В. И. Ленин провозгласил лозунг: «Коммунизм — это есть советская власть плюс электрификация всей страны»[1]. В письме Г. М. Кржижановскому (1920 г.) он писал: «...мы Россию всю и промышленную и земледельческую сделаем электрической»[2]. В этой связи интересно высказывание бывшего президента Индии доктора Радхакришнана. На торжествах по случаю пуска электростанции в Нейвели, построенной по проекту и при участии советских специалистов, он заявил: «Не кто иной, как великий лидер Ленин сказал, что если мы хотим дать людям счастье, то для этого необходима советская власть плюс электрификация. Применяя этот лозунг к себе, мы говорим: панчаят (местные органы самоуправления в индийской деревне) и электрификация»[3].

В 1913 г. Россия по выработке электроэнергии занимала шестое место в Европе и восьмое место в мире (после

[1] **В. И. Ленин.** Полн. собр. соч. Изд. 5-е, т. 42, с. 159.
[2] **В. И. Ленин.** Полн. собр. соч. Изд- 5-е, т. 40, с. 63.
[3] «За рубежом», № 34 (115), 1962, с. 15.

США, Германии, Англии, Франции, Канады, Италии, Норвегии). В это время она имела установленную мощность электростанций 1,1 млн. кВт, выработку электроэнергии 2 млрд. кВт·ч и удельную выработку электроэнергии 14 кВт·ч/(чел·год). В 1916 г. установленная мощность электростанций составляла 1,2 млн. кВт, а выработка электроэнергии — 2,57 млрд. кВт·ч. К 1921 г. выработка электроэнергии упала до 0,5 млрд. кВт·ч.

С первых дней установления советской власти Коммунистическая партия уделяла большое внимание развитию энергетики страны. В 1918 г. началось строительство Волховской ГЭС, а затем Каширской и Шатурской ГРЭС. 7 февраля 1920 г. по инициативе В. И. Ленина была создана комиссия по разработке Государственного плана электрификации России (ГОЭЛРО). В комиссии под председательством Г. М. Кржижановского работали крупнейшие ученые страны.

В декабре 1920 г. VIII Всероссийский съезд Советов одобрил план ГОЭЛРО, который был рассчитан на 10—15 лет и предусматривал строительство 30 электростанций с суммарной мощностью 1,7 млн. кВт и доведение выработки электроэнергии до 8,8 млрд. кВт·ч. Уже в 1930 г. план был выполнен: установленная мощность составила 2,88 млн. кВт, а выработка электроэнергии — 8,4 млрд. кВт·ч.

До 1941 г. были построены Свирская, Днепровская, Угличская ГЭС, Штеровская, Зуевская, Горьковская ГРЭС и другие электростанции. Суммарная мощность электростанций в конце 1940 г. достигла 11,1 млн. кВт, а выработка электроэнергии — 48,3 млрд. кВт·ч в год.

Великая Отечественная война нанесла тяжелый урон энергохозяйству страны. В 1945 г. установленная мощность электростанций составила всего 11 млн. кВт, а выработка электроэнергии — только 43 млрд. кВт·ч.

После 1945 г. началось быстрое восстановление и развитие энергетики. Так, выработка электроэнергии в 1950 г. составила 91,2 млрд. кВт·ч, в 1958 г. — 233 млрд. кВт·ч, в 1965 г. — 506,6 млрд. кВт·ч, в 1970 г. — 740,9 млрд. кВт×ч, в 1974 г. — 975 млрд. кВт·ч, в 1985 г. — 1544 млрд. кВт·ч. Если до 1941 г. наибольшая единичная мощность агрегатов на тепловых электростанциях была 100 МВт, на гидроэлектростанциях — 55 МВт, то в послевоенный период она составила 200, 300, 500, 800 и 1200 МВт на ГРЭС и

500 и 640 МВт на ГЭС. Построены крупнейшие в мире электростанции: Волжская ГЭС имени В. И. Ленина мощностью 2300 МВт, Волжская ГЭС имени XXII съезда КПСС — 2560 МВт, Братская ГЭС — 4100 МВт, Красноярская ГЭС — 6000 МВт, Приднепровская ГРЭС — 2400 МВт, Старобешевская ГРЭС — 2300 МВт, Конаковская ГРЭС — 2400 МВт, Змиевская ГРЭС—2400 МВт, Криворожская ГРЭС — 2400 МВт, Бурштынская ГРЭС — 2400 МВт и др. Завершается сооружение крупнейшей в мире Саяно-Шушенской ГЭС (6400 МВт). На базе экибастузских и канско-ачинских углей ведется сооружение комплекса электростанций каждая мощностью соответственно в 4000 и 6400 МВт. В европейской части СССР интенсивно сооружаются атомные электростанции (АЭС). С 1913 по 1985 г. установленная мощность электростанций возросла в 286 раз, а производство электроэнергии — в 772 раза. СССР вышел на 2-е место в мире по выработке электроэнергии.

Значительное развитие получили электрические сети. На конец 1985 г. протяженность воздушных электрических линий[1] напряжением 35 кВ и выше составила в одноцепном исчислении 908,6 тыс. км.

Огромная работа проведена по электрификации сельского хозяйства. Если в 1950 г. только 15 % колхозов и 76 % совхозов использовали электроэнергию, то уже в 1973 г. доля таких хозяйств возросла до 99,9 %. Сельское хозяйство в 1940 г. потребляло лишь 0,54 млрд. кВт·ч электроэнергии. Уже в 1950 г. потребление возросло до 1,54 млрд. кВт·ч. В 1985 г. оно достигло 145,7 млрд. кВт·ч, а на 1990 г. планируется в размере 210—235 млрд. кВт·ч. В несколько раз возросла протяженность электрических линий в сельских районах. Механизация и электрификация сельского хозяйства обеспечивают повышение производительности труда работников колхозов и совхозов.

Энергетика СССР развивается в соответствии с определенными принципами, основы которых были заложены еще в плане ГОЭЛРО:

а) плановость;

б) использование по возможности местного топлива;

[1] Здесь и далее вместо термина «электрическая линия» более предпочтительно использование термина «линия электропередачи».

в) комплексное использование природных ресурсов;

г) связь электрификации с теплофикацией;

д) внедрение новейшей техники;

е) рациональное размещение электростанций по территории страны;

ж) создание мощных энергосистем.

Энергетика, как и другие отрасли народного хозяйства, развивается в соответствии с единым народнохозяйственным планом. Плановое социалистическое хозяйство позволило с самого начала строить энергетику страны на основе объединения электростанций на параллельную работу и создания мощных энергосистем. Число районных энергосистем достигло 96. Они объединены в 11 объединенных энергосистем (ОЭС). Завершается создание единой энергетической системы СССР (ЕЭС СССР). В 1983 г. централизованное производство электроэнергии на электростанциях, объединенных в энергосистемы, составило 97 % общего производства электроэнергии в стране.

1.2. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ СССР

Перед энергетикой Советского Союза, как и перед другими отраслями народного хозяйства, стоит важная задача — обеспечить такой темп роста производства, который в процессе создания материально-технической базы коммунизма вывел бы СССР на первое место в мире по производству продукции на душу населения. Развитие энергетики в СССР идет быстрыми темпами, что видно из данных табл. 1.1.

В последние годы прирост генерирующих мощностей в СССР составил 10—13 млн. кВт в год с тенденцией дальнейшего роста.

Важнейшим показателем работы промышленности является уровень производительности труда. В. И. Ленин указывал, что «производительность труда, это в последнем счете самое важное, самое главное для победы нового общественного строя»[1]. Производительность труда в свою очередь в значительной степени определяется уровнем энерговооруженности и электровооруженности труда, что наглядно иллюстрируют данные табл. 1.2 (показатели даны в долях уровня 1940 г.). Отсюда объективно следуют все

[1] **В. И. Ленин.** Полн. собр. соч. Изд. 5-е, т. 39, с. 21.

Таблица 1.1

Параметр	Значение по годам				Увеличение параметра за период 1913—1985 гг.
	1913*	1965	1972	1985	
Суммарная установленная мощность, млн. кВт	1,1	114	186,2	315	286,3
Суммарная выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	2	507	857	1544	772
Численность населения, млн. чел.	140	232	248,6	278,8	1,99
Выработка электроэнергии на душу населения, $\frac{\text{кВт·ч}}{\text{чел·год}}$	14	2190	3465	5564	397,4

* Россия.

Таблица 1.2

Показатель	Значение по годам						
	1913	1940	1950	1960	1970	1980	1985
Энерговооруженность труда	0,2	1	1,4	2,6	5,0	7,2	8,1
Электровооруженность труда	0,125	1	1,5	2,9	5,2	7,3	8,2
Производительность труда в промышленности	—	1	1,45	2,96	4,92	7,69	8,95

более возрастающие требования к электроэнергетике как к отрасли народного хозяйства.

Строится ряд мощных электростанций с крупными высокоэкономичными агрегатами. На тепловых конденсационных электростанциях (КЭС) устанавливаются агрегаты мощностью 300, 500, 800 МВт; на Костромской ГРЭС установлен головной агрегат мощностью 1200 МВт. На теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) устанавливаются агрегаты мощностью 100, 135 и 250 МВт, на гидроэлектростанциях (ГЭС) — 100, 200, 500, 640 МВт.

На атомных электростанциях (АЭС) вводятся агрегаты с водо-водяными и водо-графитовыми реакторами на тепловых нейтронах с единичной мощностью соответственно 440, 1000 МВт и 1000, 1500 МВт, а также с реакторами-размножителями на быстрых нейтронах мощностью 600 и 800 МВт. Ведется строительство или расширение Смоленской, Курской, Белоярской, Южно-Украинской, Запорожской, Ровенской, Хмельницкой, Крымской, Игналинской, Калининской, Балаковской, Ростовской и ряда других атомных электростанций.

Намечается дальнейшее развитие системообразующих, питающих и распределительных электрических сетей различного напряжения. Значительное развитие получит энергетика Сибири с ее богатейшими запасами угля, газа, нефти, гидроресурсов. Будут продолжаться работы по освоению сверхмощных высокоэкономичных агрегатов (котел, турбина, генератор, трансформатор), оборудования для электрических линий переменного тока 1150 кВ и постоянного тока ±750 кВ, комплектных распределительных устройств и токопроводов с газовой изоляцией, криогенных токопроводов — сверхпроводящих линий и гиперпроводящих (криорезисторных) кабелей, новых способов получения электроэнергии (солнечные, ветровые, геотермальные, приливные электростанции, МГД-установки, топливные элементы, термоядерный синтез и т. п.).

В соответствии с «Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года», утвержденными XXVII съездом КПСС, выработка электроэнергии в 1990 г. должна быть доведена до 1840—1880 млрд. кВт·ч, в том числе на АЭС до 390 млрд. кВт·ч; будет осуществлено ускоренное строительство АЭС, демонтаж 15 млн. кВт устаревшего оборудования и модернизация 25 млн. кВт энергетического оборудования.

В соответствии с решениями XXVI съезда КПСС разработана энергетическая программа СССР на длительную перспективу до 2000 г. Ее основные положения, в частности, предусматривают:

проведение активной энергосберегающей политики;

ускорение технического прогресса в отраслях топливно-энергетического комплекса;

обеспечение опережающих темпов роста производства электроэнергии по сравнению с темпами роста добычи и производства первичных энергоресурсов;

обеспечение стабильного высокого уровня добычи первичных энергоресурсов;

форсированное развитие ядерной энергетики;

оптимальное сочетание различных способов транспорта энергетических ресурсов из восточных районов в европейскую часть страны;

повышение надежности топливо- и энергоснабжения путем создания необходимых резервов производственных мощностей в отраслях топливно-энергетического комплекса.

Реализацию энергетической программы СССР, обеспечивающую ускорение темпов электрификации страны, намечается осуществить в два этапа: первый — до 1990 г., второй — до 2000 г. Для каждого этапа установлены конкретные задачи по совершенствованию структуры энергопотребления, экономии топлива и энергии, развитию топливно-энергетического комплекса, внедрению новой техники и технологии, повышению надежности энергоснабжения.

Реализация энергетической программы СССР станет еще одним свидетельством преимуществ социалистической системы хозяйствования.

1.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ — ОСНОВА ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СТРАНЫ

Процесс производства, распределения и потребления тепловой и электрической энергии может быть представлен структурной схемой, показанной на рис. 1.1. Первичный источник энергии или энергоресурс (уголь, газ, нефть, урановый концентрат, гидроэнергия, солнечная энергия и т. п.) поступает в тот или иной преобразователь энергии, на выходе которого получается или электрическая энергия, или электрическая и тепловая энергия.

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей и получения определенного народнохозяйственного экономического эффекта электростанции объединяются на параллельную работу в районные энергосистемы, которые в свою очередь при развитии объединяются в объединенные энергосистемы. Энергосистемы являются основой электрификации страны. Объединение электростанций в энергосистемы дает ряд преимуществ:

1) повышается надежность электроснабжения потребителей;

2) уменьшается требуемый резерв мощности в энергосистеме;

3) улучшаются условия загрузки агрегатов благодаря выравниванию графика нагрузки и снижению максимума нагрузки энергосистемы;

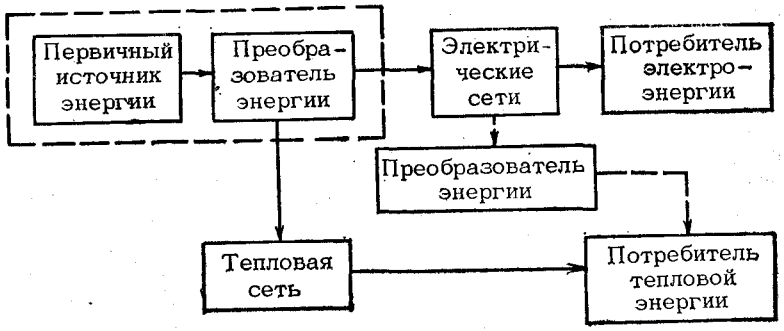


Рис. 1.1. Структурная схема процесса производства, распределения и потребления тепловой и электрической энергии

4) появляется возможность более полного использования генерирующих мощностей электростанций, обусловленная различием в их географическом месторасположении по широте и долготе;

5) улучшаются технико-экономические показатели энергетики из-за возможности использования более мощных и экономичных агрегатов;

6) улучшаются условия эксплуатации энергохозяйства;

7) создаются условия для оптимального управления развитием и режимами работы энергетики в целом как подсистемы народного хозяйства страны, для создания автоматизированной системы диспетчерского управления энергосистемами (АСДУ), а также для создания автоматизированной системы управления энергетикой как отраслью народного хозяйства (АСУ Энергия).

Оперативное управление энергосистемами осуществляется их диспетчерскими службами, устанавливающими на основании соответствующих расчетов оптимальный режим

работы электростанций и сетей различного напряжения. Расчеты режимов работы сложных энергосистем выполняются с использованием электронных вычислительных машин (ЭВМ) и вычислительных комплексов.

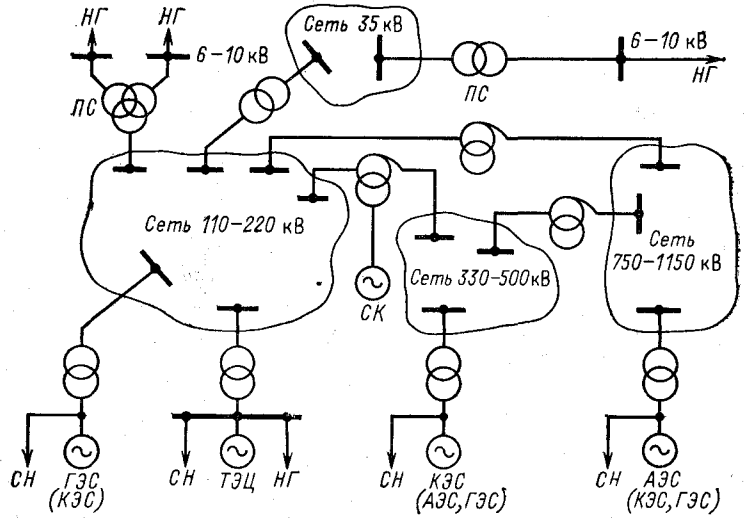


Рис. 1.2. Структурная схема простейшей электрической системы

Структурная схема простейшей электрической системы дана на рис. 1.2, где условно в виде одного обобщенного агрегата представлены ТЭЦ, КЭС, АЭС и ГЭС. Показаны также электрические сети различного напряжения с их связями и подстанции (*ПС*) с соответствующими узлами нагрузки (*НГ*).

Дадим необходимые для дальнейшего изложения определения.

Электроустановка — установка, в которой производится, преобразуется, распределяется или потребляется электроэнергия.

Открытая или наружная электроустановка — электроустановка, находящаяся на открытом воздухе.

Закрытая или внутренняя электроустановка — электроустановка, находящаяся в закрытом помещении.

Электрическая станция — электроустановка, производящая электрическую или электрическую и тепловую энергию (на ТЭЦ).

Электрическая подстанция — электроустановка, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения (частоты) в электрическую энергию другого напряжения (частоты).

Электрическая линия — система проводов или кабелей, предназначенная для передачи электроэнергии от источника к потребителю.

Электрическая сеть — совокупность электрических линий и подстанций.

Энергосистема — совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей и потребителей электрической и тепловой энергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

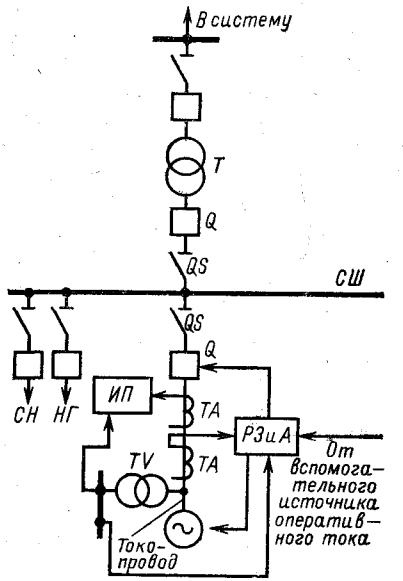


Рис. 1.3. Принципиальная электрическая схема электростанции со сборными шинами генераторного напряжения

Электрическая система — часть энергосистемы, за исключением тепловых сетей и потребителей тепла.

Электрические станции представляют собой сложные технологические комплексы с большим количеством основного и вспомогательного оборудования. Основное оборудование служит для производства, преобразования, передачи и распределения электроэнергии, вспомогательное — для выполнения вспомогательных функций (измерение, сигнализация, управление, защита и автоматика и т. д.). Взаимное соединение различного электрооборудования показано на упрощенной принципиальной электрической схеме элек-

тростанции со сборными шинами генераторного напряжения (рис. 1.3). Вырабатываемая генератором электроэнергия поступает на сборные шины *СШ* и затем распределяется между собственными нуждами *СН*, нагрузкой *НГ* генераторного напряжения и энергосистемой.

Отдельные элементы, показанные на схеме, предназначены:

выключатели *Q* — для включения и отключения цепей в нормальных и аварийных условиях;

разъединители *QS* — для снятия напряжения с обесточенных частей электроустановки и для создания видимого разрыва цепи, необходимого при производстве ремонтных работ; разъединители, как правило, являются ремонтными, а не оперативными элементами (аппаратами) электроустановки;

сборные шины *СШ* — для приема электроэнергии от источников и распределения ее между потребителями;

устройства релейной защиты *РЗ* — для обнаружения факта и места повреждения в электроустановке и для выдачи команды на отключение поврежденного элемента;

устройства автоматики *А* — для автоматического включения или переключения цепей и устройств, а также для автоматического регулирования режимов работы элементов электроустановки;

измерительные приборы *ИП* — для контроля за работой основного оборудования электростанций и за качеством электроэнергии, а также для учета выработанной и отпущенной электроэнергии;

токопровод — для транспорта электроэнергии.

1.4. НАСЕЛЕНИЕ, ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

По данным демографической статистики население Земли увеличивается быстро:

Год	Население, млн. чел.
1500	446
1900	1608
1973	3850
1982	4586

Интересны примерные данные о росте численности населения России и СССР:

Год	Население, млн. чел.
1646	7
1795	37,2
1914	178
1973	250,8
1985	278,8

По прогнозам к 2000 г. население земного шара может возрасти до 6,5—7 млрд. чел. Общий уровень мирового энергопотребления составлял в 1913 г. — 1959, а в 1973 г. — 8479 млн. т условного топлива, прогнозная оценка на 1990 г. — 15 500 и на 2000 г. — 21 400 млн. т условного топлива.

Структура мирового потребления топливно-энергетических ресурсов характеризуется данными табл. 1.3.

Таблица 1.3

Вид ресурсов	Мировое потребление топливно-энергетических ресурсов, %, по годам				
	1913	1938	1950	1973	1990*
Каменный уголь	77,4	58,7	48,9	23,1	28,4
Бурый уголь	2,6	4,4	5,3	3,7	
Нефть	4,9	17,5	23,8	43,3	40,7
Природный и попутный газ	1,4	4,8	9	20,3	17,5
Торф	0,4	0,7	0,6	0,3	—
Дрова	10,4	8,3	5,9	3,8	—
Гидроэнергия	2,9	5,6	6,5	5,5	5,8
Ядерная энергия	—	—	—	—	7
Новые источники энергии	—	—	—	—	0,6
Все ресурсы	100	100	100	100	100

* Прогноз.

Динамика роста добычи различных видов топлива в СССР в пересчете на условное топливо (1 кг условного топлива соответствует 29,3 МДж) дана в табл. 1.4.

Приходная часть топливного баланса (в процентах) приведена в табл. 1.5; полный баланс топливно-энергетических ресурсов — в табл. 1.6, а изменение структуры расходной части топливно-энергетических ресурсов — в табл. 1.7.

Таблица 1.4

Топливо	Добыча топлива по годам, млн. т условного топлива						
	1913	1922	1940	1950	1960	1973	1985
Уголь	23,1	9	140,5	205,7	373,1	468,8	486,9
Нефть	14,7	6,7	44,5	54,2	211,4	613,5	851,3*
Газ	—	0,03	4,4	7,3	54,4	282,4	759,9
Торф	0,7	0,9	13,6	14,8	20,4	20,2	5,5
Сланцы	—	—	0,6	1,3	4,8	10,6	10,2
Дрова	9,7	13,1	34,1	27,9	28,7	25,1	23,5
Всего	48,2	29,7	237,7	311,2	692,8	1420,6	2137,3

Таблица 1.5

Топливо	Составляющие приходной части топливного баланса, %, в разные годы						
	1913	1922	1940	1950	1960	1973	1985
Уголь	48,0	30,3	59,1	66,1	53,9	33	22,8
Нефть	30,5	22,5	18,7	17,4	30,5	43,2	39,8*
Газ	—	0,1	1,9	2,3	7,9	19,9	35,5
Торф	1,4	3	5,7	4,8	2,9	1,4	0,3
Сланцы	—	—	0,3	0,4	0,7	0,7	0,5
Дрова	20,1	44,1	14,3	9	4,1	1,8	1,1
Всего	100	100	100	100	100	100	100

* Включая газовый конденсат.

Как видно, в последние годы происходит существенное изменение структуры приходной и частично расходной части топливно-энергетического баланса. При этом повышается коэффициент полезного использования топлива в народном хозяйстве СССР, что обусловлено увеличивающейся долей нефти и газа в структуре баланса, повышением технико-экономических показателей тепловых электростанций, переводом железнодорожного транспорта на электровозную и тепловозную тягу. Непрерывно снижается удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии.

Таблица 1.6

Показатель	Составляющие баланса топливно-энергетических ресурсов, млн. т условного топлива, в разные годы					
	1913	1940	1950	1960	1973	1985
Ресурсы — всего	64,4	283,6	381,2	836,5	1637,5	2465,2
Производство (добыча) топлива	48,2	237,7	311,2	692,8	1420,6	2137,3
Выработка гидроэлектроэнергии	—	0,6	1,6	6,3	15	26,4
Импорт	8	3,1	11	10,7	44	31,8
Прочие поступления	2,4	10,2	15	32,7	35,8	65,5
Остатки на начало года	5.8	32	42,4	94,0	122,1	204,2
Распределение — всего	64,4	283,6	381,2	836,5	1637,5	2465,2
Израсходовано — всего	57,6	249,5	331,2	678	1309,7	1915,9
В том числе:						
на выработку электроэнергии, тепловой энергии и сжатого воздуха	2	44,7	87,5	221,2	510,9	867,4
на производственно-технологические и прочие нужды (включая потери при хранении и транспортировке)	55,6	204,8	243,7	456,8	798,8	1048,5
Экспорт	1,2	1,1	3,2	59,8	204,2	350,2
Остатки на конец года	5,6	33	46,8	98,7	123,6	199,1

Серьезной проблемой, однако, становится дефицит топлива в европейской части СССР из-за несоответствия между потреблением и располагаемыми энергетическими ресурсами на территории страны. В 1966 г. дефицит топлива составлял 50 млн. т условного топлива, в 1972 г. — свыше 100 млн. т условного топлива, а в 1980 г. — 700 млн. т условного топлива. Возрастающий дефицит топлива может быть покрыт путем использования огромных энергетических ресурсов Сибири, передачи электроэнергии по электрическим линиям сверхвысоких напряжений постоянного и переменного тока из Сибири на Урал и в европейскую часть СССР, строительства мощных газо- и нефтепроводов Сибирь — европейская часть СССР, а также путем расширения программы строительства атомных электростанций.

Таблица 1.7

Вид потребителя	Составляющие расходной части топливно-энергетических ресурсов, %, в разные годы			
	1960	1970	1975	1980
Промышленность	56,2	55,6	54,1	61*
Транспорт	13,4	11,6	12	13
Сельскохозяйственное производство	5,1	5,6	6,5	7
Жилищно-коммунальное хозяйство	20,1	20	20,3	19
Прочие нужды	5,2	7,2	7,1	—
Итого	100	100	100	100

* Промышленность и строительство.

Распределение разведанных энергоресурсов на территории СССР приближенно характеризуется данными табл. 1.8.

Таблица 1.8

Район	Полные энергоресурсы, %	Распределение разных энергоресурсов по районам СССР, %					
		Уголь	Нефть и газовый конденсат	Газ	Гидроэнергия	Торф	Сланцы
Европейская часть СССР и Урал	8,7	6,4	45*	27,1*	19,2	36	97
Азиатская часть СССР	91,3	93,6	55*	72,9*	80,8	64	3

* Добыча в 1980 г.

Как видно, энергоресурсы европейской части СССР и Урала составляют всего лишь 8,7 % энергоресурсов страны, в то время как потребление топлива здесь в данное время составляет около 75 %, а электроэнергии — до 70% общего потребления в СССР.

1.5. ТИПЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. УЧАСТИЕ РАЗЛИЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящее время в выработке электроэнергии участвуют электростанции следующих типов:

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

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

3) атомные электростанции (АЭС);

4) дизельные электростанции (ДЭС);

5) солнечные электростанции (СЭС);

6) геотермальные электростанции (ГЕОТЭС);

7) приливные электростанции (ПЭС);

8) ветроэлектростанции (ВЭС).

Во многих странах, в том числе и в СССР, усиленно ведутся работы по освоению 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 СССР, так и в мировой энергетике дают в настоящее время тепловые и гидравлические электростанции. Усредненные показатели установленной мощности и выработки электроэнергии различными электростанциями СССР характеризуются данными табл. 1.9.

На ближайшую перспективу намечается форсированное развитие атомной энергетики и увеличение участия ГЭС, ГАЭС и ГТУ в покрытии пиковой части графика нагрузки энергосистем.

Сравнительные данные о структуре установленной мощности электростанций и выработке электроэнергии в 1981 г. по ряду ведущих стран мира даны в табл. 1.10.

Электрическая часть электростанции тесно связана с другими частями, и поэтому режим ее работы должен, как правило, рассматриваться во взаимосвязи с режимом рабо-

Таблица 1.9

Тип электростанции	Установленная мощность, %/млн. кВт, в разные годы				
	1960	1970	1975	1980	1985
КЭС	52,15	51,9	77,7	75,7	71,4
ТЭЦ	25,5	28,3			
ГЭС	22,2	19,3	18,8	19,6	19,6
АЭС	0,15	0,9	3,5	4,7	9,0
Итого	100/66,7	100/166,1	100/228	100/266,7	100/315,1

Продолжение табл. 1.9

Тип электростанции	Выработка электроэнергии, %/(млрд. кВт·ч), в разные годы				
	1960	1970	1975	1980	1985
КЭС	48,8	45,33	82,15	80,2	75,3
ТЭЦ	33,8	37,4			
ГЭС	17,4	16,8	15,5	14,2	13,9
АЭС	—	0,47	2,35	5,6	10,8
Итого	100/292,3	100/740,9	100/1038	100/1293,9	100/1544,2

ты 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 (КЭС) приведена на рис. 1.4. В котел *Кт* подается топливо (уголь, мазут, торф, сланцы), подогретый воздух и питательная вода (ее потери компенсируются химически очищенной водой *ХОВ*). Подача воздуха осуществляется дутьевым вентилятором *ДВ*, а питательной воды — питательным насосом *ПН*. Образующиеся при сгорании топлива газы

Таблица 1.10

Страна	Установленная мощность, млн. кВт				Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч				Производство на душу населения, кВт·ч/(чел·год)
	ТЭС	ГЭС	АЭС	Всего	ТЭС	ГЭС	АЭС	Всего	
СССР	206,6	54,1	16	276,7	1071,3	186,7	68	1326	4880
ГДР	17	1,9	1,8	20,7	87,1	1,7	11,9	100,7	6121
Англия	61,2	2,5	6,5	70,2	234,4	5,4	38	277,8	4974
Франция	28,8	19,5	21,6	69,9	96,4	72,6	113,5	282,5	5143
ФРГ	66,1	6,5	9,8	82,4	288,1	21,4	51	360,5	6097
Италия	30,6	15,9	1,1	47,6	133,2	45,7	2,8	181,7	3345
Япония	102,1	31,6	16,3	150	404,8	90,6	87,8	583,2	4958
Канада	28,9	49,2	5,6	83,7	77,6	263.1	36,9	377,6	14 198
США	513,9	77,4	60,8	652,1	1830	262	273	2365	10 438
Весь мир	1444	484	160	2088	5766	1784	807	8357	1862

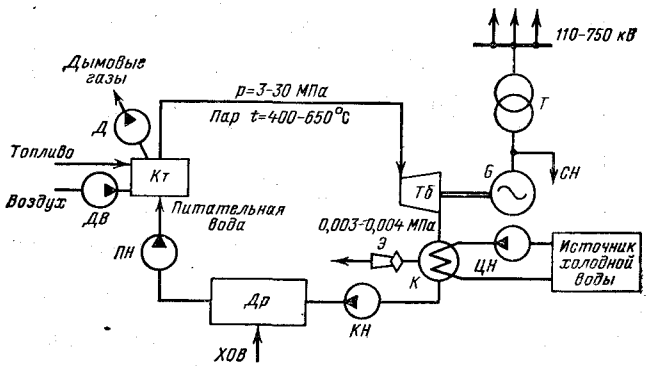


Рис. 1.4. Принципиальная схема КЭС

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 через ряд ступеней, совершает механическую работу — вращает турбину и жестко связанный с ней ротор генератора. Отработанный пар поступает в конденсатор *К* (теплообменник); здесь он конденсируется благодаря пропуску

через конденсатор значительного количества холодной (5—25 °С) 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 относительно мелких 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* подается в деаэратор *Др*, который предназначен для удаления из питательной воды газов и, в первую очередь, кислорода, вызывающего усиленную коррозию труб котла. В деаэратор также подается химически очищенная вода. После деаэратора питательная вода питательным насосом *ПН* подается в котел. Предварительно вода подогревается, причем ее подогрев 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:

1) строятся по возможности ближе к месторождениям топлива;

2) подавляющую часть выработанной электроэнергии отдают в электрические сети повышенных напряжений (110—750 кВ);

3) работают по свободному (т. е. не ограниченному тепловыми потребителями) графику выработки электроэнергии; мощность может меняться от расчетного максимума до так называемого технологического минимума;

4) низкоманевренны: разворот турбин и набор нагрузки из холодного состояния требуют примерно 3—10 ч;

5) имеют относительно низкий КПД ($\eta = 30 \div 40$ %).

Теплофикационные электростанции. Принципиальная схема ТЭЦ дана на рис. 1.5. В отличие от КЭС на ТЭЦ имеются значительные отборы пара, частично отработанного в турбине, на производственные и коммунально-бытовые нужды. Коммунально-бытовые потребители обычно по-

лучают тепловую энергию от сетевых подогревателей (бойлеров) *СП*. При снижении электрической нагрузки ТЭЦ ниже мощности на тепловом потреблении необходимая для потребителей тепловая энергия может быть получена с помощью редукционно-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, однако, отме-

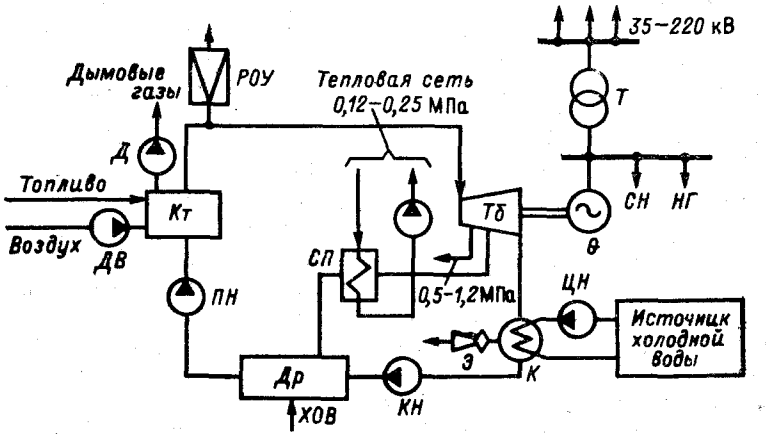


Рис. 1.5. Принципиальная схема ТЭЦ

тить, 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 по конденсационному (смешанному) режиму, что снижает их экономичность.

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

Особенности ТЭЦ следующие:

1) строятся вблизи потребителей тепловой энергии;

2) обычно работают на привозном топливе;

3) большую часть вырабатываемой электроэнергии выдают потребителям близлежащего района (на генераторном или повышенном напряжении);

4) работают по частично вынужденному графику выработки электроэнергии (т. е. график зависит от теплового потребления);

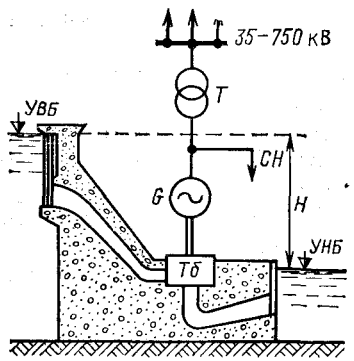


Рис. 1.6. Принципиальная схема ГЭС

5) низкоманевренны (так же, как и КЭС);

6) имеют относительно 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. 1.6). 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; η_{Σ} – суммарный КПД;

$$\eta_{\Sigma} = \eta_{с}\,\eta_{т}\,\eta_{г};$$

$\eta_{с}$ — КПД водоподводящих сооружений; $\eta_{т}$ — КПД гидротурбины; $\eta_{г}$ — КПД гидрогенератора.

При небольших напорах строят русловые (Угличская и Рыбинская ГЭС) или совмещенные (Волжские ГЭС имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС) гидроэлектростанции, а при значительных напорах (более 30—35 м) — приплотинные ГЭС (ДнепроГЭС, Братская ГЭС). В горных местностях сооружают деривационные ГЭС (Гизель — ДонГЭС, ГюмюшГЭС, ФархадГЭС, ЭзминГЭС) с большими напорами при малых расходах.

Особенности ГЭС следующие:

1) строятся там, где есть гидроресурсы и условия для строительства, что обычно не совпадает с месторасположением электрической нагрузки;

2) большую часть вырабатываемой электроэнергии отдают в электрические сети повышенных напряжений;

3) работают по свободному графику (при наличии водохранилищ);

4) высокоманевренны (разворот и набор нагрузки занимает примерно 3—5 мин);

5) имеют высокий КПД ($\eta_{\Sigma} \approx 85$ %).

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 время строительства электростанций.

Усредненные значения удельных капиталовложений, себестоимости электроэнергии и сроков строительства электростанций разных типов даны в табл. 1.11.

Таблица 1.11

Тип электростанции	Удельные капиталовложения, руб/кВт	Себестоимость электроэнергии, коп/(кВт·ч)	Срок строительства, лет
КЭС	110—160	0,4—1,0	3—6
ТЭЦ	180—250	0,3—0,8	4—6
ГЭС	200—500	0,04—0,4	5—8
ГАЭС	180—200	—	—
АЭС	200—300	0,45—0,8	5—8
ГТУ	110—120	—	—
ПГУ	115—125	—	—

Подобные соотношения имеют место и в зарубежной практике (табл. 1.12).

Таблица 1.12

Тип электростанции	Удельные капиталовложения, амер. долл/кВт	Себестоимость электроэнергии, цент/(кВт·ч)
ТЭС	112—136	0,61—0,73
АЭС	152—176	0,542—0,74
ГЭС	200—280	0,337—0,742
ГЕОТЭС	140—220	0,268—0,466

Атомные электростанции. Атомные электростанции проектируются и сооружаются с реакторами различного типа на тепловых или быстрых нейтронах по одноконтурной, двухконтурной или трехконтурной схеме. АЭС 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. 1.7. Как видно, оборудование вто-

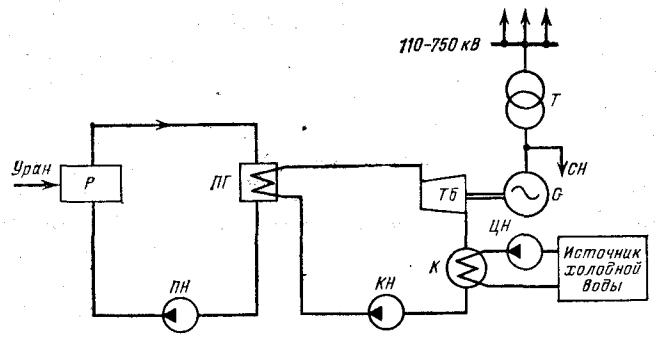


Рис. 1.7. Принципиальная схема двухконтурной АЭС

рого контура, включающего турбину *Тб* и конденсатор *К*, аналогично оборудованию тепловых электростанций. Первый, радиоактивный контур содержит реактор, парогенератор и питательный насос.

В качестве расщепляющегося материала на АЭС обычно используется уран ^{235}U (92 протона и 143 нейтрона) в виде концентрата закиси-окиси урана U_3O_8.

Поглощая один нейтрон, уран ^{235}U делится на две части (осколки) с выделением энергии. При расщеплении 1 кг урана ^{235}U выделяется энергии 21,6 млн. кВт·ч, что эквивалентно энергии, выделяющейся при сгорании примерно 2900 т угля.

Урана на земле не так мало, но ^{235}U в нем только 0,714 %, а основную массу (99,28 %) составляет ^{238}U, который нормально не расщепляется. Найдена возможность использовать и этот изотоп с получением плутония, также расщепляющегося материала:

$$(^{238}U + n) \rightarrow (^{239}U + n) \rightarrow (Np + n) \rightarrow Pu.$$

На АЭС возможно также использовать торий, из которого получается расщепляющийся материал ^{233}U.

Первая в мире промышленная АЭС мощностью 5 МВт была пущена в эксплуатацию в СССР 27 июня 1954 г. В 1956—1957 гг. были пущены агрегаты АЭС в Англии (Колдер-Холл мощностью 92 МВт) и в США (АЭС Шиппингпорт мощностью 60 МВт). В дальнейшем программы строительства АЭС стали форсироваться в Англии, США, Японии, Франции, Канаде, ФРГ, Швеции и в ряде других стран. Ускоренными темпами развивается атомная энергетика в СССР (в основном в европейской части) и в странах — членах СЭВ.

Предполагалось, что к 2000 г. выработка электроэнергии на АЭС в мире может достигнуть 50 % общей выработки электроэнергии. Однако в настоящее время прогнозные оценки развития АЭС в мире на 2000 г. в силу ряда причин существенно снизились.

Особенности АЭС следующие:

1) могут сооружаться в любом географическом месте, в том числе и в труднодоступном;

2) по своему режиму автономны от ряда внешних факторов;

3) требуют малого количества топлива;

4) могут работать по свободному графику нагрузки (за исключением атомных ТЭЦ);

5) 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;

6) 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 установки. Принципиальная схема ГТУ дана на рис. 1.8.

Коэффициент полезного действия газотурбинных установок с агрегатами 25—100 МВт составляет 29—34 %. Они являются высокоманевренными агрегатами и используются в энергосистемах в качестве резервных автономных источ-

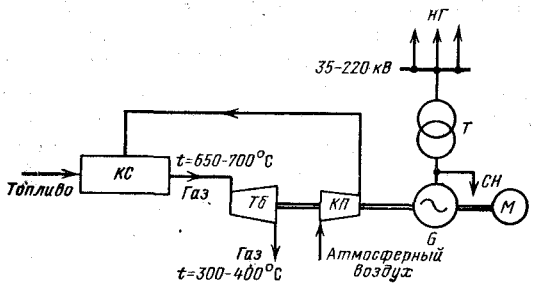


Рис. 1.8. Принципиальная схема газотурбинной электростанции:
КС — камера сгорания; *Тб* — турбина; *КП* — компрессор; *М* — пусковой двигатель

ников энергии, а также в качестве источников для покрытия пиковой части графиков нагрузки.

Дизельные электростанции. Принципиальная схема дизельной электростанции дана на рис. 1.9. Основной ее элемент — дизель-генератор, состоящий из двигателя внутреннего сгорания *ДВС* и генератора переменного тока *G*. 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.

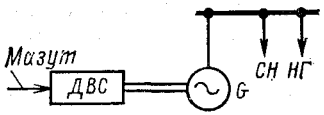


Рис. 1.9. Принципиальная схема дизельной электростанции

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

Подсчитано, что с земной поверхности площадью в

1 км² можно получить в среднем 250—750 кВт мощности и выработать 2,19—6,57 млн. кВт·ч электроэнергии в год. При этом со всей территории СССР теоретически можно получить около 18 000 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

Солнечные электростанции. Принципиальные схемы солнечных электростанций (гелиоэлектростанций) даны на рис. 1.10. Солнечные электростанции нашли применение в ряде стран, имеющих значительное число солнечных дней в году.

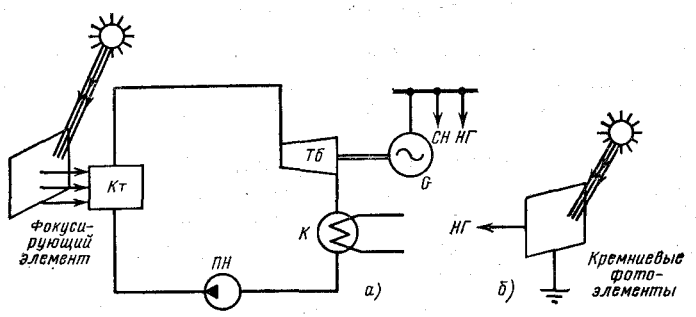


Рис. 1.10. Принципиальные схемы гелиоэлектростанций:
а — с паровым котлом; *б* — с кремниевыми фотоэлементами

По опубликованным данным КПД солнечных электростанций может быть доведен до 20 %.

Геотермальные электростанции используют дешевую энергию подземных термальных источников. Принципиальная схема такой электростанции представлена на рис. 1.11.

Геотермальные электростанции работают в Исландии, Новой Зеландии, Папуа, Новой Гвинее, США и Италии, причем в Италии они дают около 6 % всей вырабатывае-

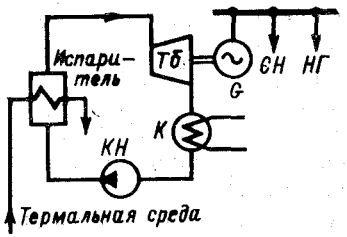


Рис. 1.11. Принципиальная схема геотермальной электростанции

мой электроэнергии. В СССР (на Камчатке) сооружена Паужетская геотермальная электростанция.

Приливные электростанции с так называемыми капсульными гидроагрегатами строятся там, где имеется значительный перепад уровней воды во время приливов и отливов. Наиболее мощная ПЭС Ранс построена в 1966 г. во Франции; ее мощность составляет 240 МВт (24×10 МВт). Проектируются ПЭС в США мощностью 1000 МВт (100×10 МВт), в Великобритании мощностью 7260 МВт (220×33 МВт) и т. д. В СССР на Кольском полуострове, где приливы достигают 10—13 м, в 1968 г. вошла в строй первая очередь опытной Кислогубской ПЭС (2×0,4 МВт).

1.6. ГРАФИКИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК. РЕГУЛИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК

График нагрузки представляет собой графическое изображение режима работы электроустановки. Все элементы энергосистемы (генераторы, трансформаторы, электродвигатели, синхронные компенсаторы и т. п.), а также электростанции, электрические сети и энергосистемы в целом имеют свои графики нагрузок.

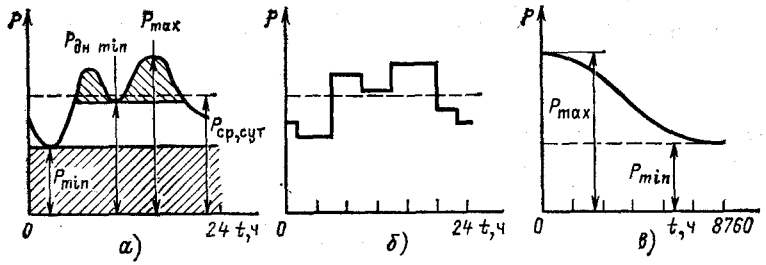


Рис. 1.12. Графики нагрузки электроустановок

Различают графики суточные (рис. 1.12, *а* и *б*) и годовые по продолжительности (рис. 1.12, *в*); непрерывные (рис. 1.12, *а*) и ступенчатые (рис. 1.12, *б*); зимние и летние; графики активной (рис. 1.12) и реактивной нагрузки и т. п.

На графиках различают минимальное, максимальное и

среднее значения графически представленного параметра. У графиков различают также базовую, полупиковую и пиковую части. Применительно к рис. 1.12, *а* базовой является та часть, где $P<P_{min}$, пиковой — где $P>P_{дн min}$, а полупиковый — где $P_{min}<P<P_{дн min}$.

Для графиков нагрузки потребителей характерны следующие величины:

средняя активная мощность за сутки или год

$$P_{ср,сут}=\frac{W_{сут}}{24}=\frac{\int_0^{24}P(t)\,dt}{24}$$

и

$$P_{ср,год}=\frac{W_{год}}{8760}=\frac{\int_0^{8760}P(t)\,dt}{8760};$$

время использования максимальной (наибольшей) нагрузки

$$T_{max сут}=\frac{W_{сут}}{P_{max сут}}$$

и

$$T_{max год}=\frac{W_{год}}{P_{max год}};$$

коэффициент заполнения графика

$$k_{зп}=\frac{W}{P_{max}T}=\frac{P_{ср}}{P_{max}},$$

где T — полное время по оси абсцисс графика.

Очевидно, что $T_{max}=k_{зп}T$.

Для графиков нагрузки (работы) электростанций характерными являются время использования средней годовой установленной мощности, равное отношению выработанной за год электроэнергии к среднегодовой установленной мощности:

$$T_{и}=\frac{W_{выр}}{P_{уст,ср,год}};$$

коэффициент использования среднегодовой установленной мощности

$$k_{и}=\frac{W_{выр}}{P_{уст,ср,год}T}$$

и коэффициент резерва по установленной мощности

$$k_{\text{рез,уст}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\text{нг}max}}.$$

Имеют место следующие соотношения:

$$T_{\text{и}} = k_{\text{и}} T;$$

$$k_{\text{рез,уст}} \geqslant 1.$$

Каждая электроустановка имеет характерный для нее график нагрузки (рис. 1.13).

Графики строятся во время эксплуатации и при проектировании. Во время эксплуатации они строятся следующими способами: по регистрирующим приборам (P, Q); по указывающим приборам (P, Q или P, U, I); по счетчикам (показания берут через час).

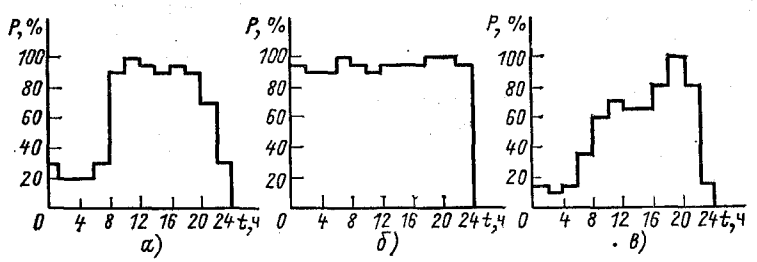


Рис. 1.13. Суточные графики активной нагрузки электроустановок различного типа

а — двухсменное предприятие; *б* — трехсменное предприятие; *в* — коммунальные нужды города

Построение графиков нагрузки при проектировании производится иначе. Обычно известны параметры механизмов и установленная мощность $P_{\text{уст}j}$ электродвигателей и других потребителей электроэнергии. Известно также, что графики однотипных предприятий в общем случае подобны. Проектирование ведется с учетом нагрузки, которая будет через 5—7 лет. Исходя из этого, вначале определяют ожидаемую присоединенную мощность $P_{\text{пр}j}$. Затем определяют суммарную установленную и присоединенную мощности

$$P_{\text{уст}} = \sum_{j=1}^{n} P_{\text{уст}j} > P_{\text{пр}\Sigma} = \sum_{j=1}^{n} P_{\text{пр}j},$$

где n — число электроприемников.

Установленная мощность подсчитывается по номинальным данным оборудования.

Суммарная максимальная нагрузка группы потребителей $P_{\text{нг}max} \leqslant P_{\text{пр}\Sigma}$ и определяется так:

$$P_{\text{нг}max} = k_0 k_{\text{з}} P_{\text{пр}\Sigma} = k_{\text{с}} P_{\text{уст}},$$

где $k_{\text{с}}$ — коэффициент спроса; $k_0 = P_{\text{пр}max}/P_{\text{пр}\Sigma}$ — коэффициент одновременности; $k_{\text{з}} = P_{\text{нг}\,max}/P_{\text{пр}max}$ — коэффициент загрузки; $P_{\text{пр}max}$ — присоединенная мощность во время максимума нагрузки.

Ниже приводятся усредненные значения коэффициента спроса $k_{\text{с}}$ для ряда потребителей:

	$k_{\text{с}}$
Металлургические и металлообрабатывающие заводы	0,3
Машиностроительные заводы (тяжелое машиностроение)	0,25
Химические заводы	0,25—0,3
Текстильные фабрики	0,25
Собственные нужды электростанций	0,7—0,95

Принимая для конкретного предприятия типовой график нагрузки и зная $k_{\text{с}}$ и $P_{\text{уст}}$, определяют $P_{\text{нг}max}$.

При построении графиков нагрузки электростанций мощность, расходуемую на собственные нужды, можно в первом приближении определить по выражению

$$P_{\text{СН}} \approx \left(0{,}4 + 0{,}6\,\frac{P}{P_{\text{уст}}}\right) P_{\text{СН}max}.$$

Для различных типов электростанций максимальную мощность собственных нужд $\frac{P_{\text{СН}max}}{P_{\text{уст}}} \cdot 100\,\%$ можно принять в соответствии со следующими данными:

Электростанции на жидком топливе (мазут, нефть) и газе	3—5
Электростанции небольшой и средней мощности на угле, сжигаемом в виде кусков (на цепных решетках)	5—7
Конденсационные паротурбинные электростанции на пылеугольном топливе	6—9
Теплоэлектроцентрали на пылеугольном топливе	8—14
Гидроэлектростанции средней мощности	1—2
Гидроэлектростанции большой мощности	0,4—1
Электрические подстанции	50—500 кВт

Графики нагрузок предназначены для:

а) определения времени пуска и останова агрегатов, включения и отключения трансформаторов;

б) определения количества выработанной (потребленной) электроэнергии, расхода топлива и воды;

в) ведения экономичного режима электроустановки;

г) планирования сроков ремонтов оборудования;

д) проектирования новых и расширения действующих электроустановок;

е) проектирования новых и развития существующих энергосистем, их узлов нагрузки и отдельных потребителей электроэнергии.

Чем равномернее нагрузка генераторов, тем лучше условия их работы, поэтому возникает так называемая проблема регулирования графиков нагрузки, проблема их выравнивания. При этом целесообразно по возможности более полно использовать установленную мощность электростанций.

Одним из важнейших технико-экономических показателей работы электростанций является себестоимость выработанной электроэнергии, которая определяется выражением

$$C = a + \frac{bP_{уст}}{W_{выр}} = a + \frac{bP_{уст}}{T_и P_{уст}} = a + \frac{b}{T_и},$$

где a — постоянная составляющая расходов на производство киловатт-часа электроэнергии (топливо, вода, водород, подготовка химически очищенной воды и т. п.); b — расходы, связанные с сооружением электростанции, ее обслуживанием (амортизация, текущий ремонт, охрана, заработная плата персонала, отчисления в бюджет).

Как видно, себестоимость выработанной электростанциями электроэнергии обратно пропорциональна времени использования установленной мощности электростанций $T_и$. Отсюда возникает необходимость поиска путей повышения $T_и$. К сожалению , из-за ряда причин увеличить $T_и$ по энергетике в целом в течение ряда лет практически не удается.

Динамика изменения $T_и$ и $k_и$ по энергетике СССР в целом приведена в табл. 1.13, где $T_и$ рассчитано по среднегодовой мощности электростанций.

Для регулирования графиков нагрузки используют:

Таблица 1.13

Год	Время использования среднегодовой установленной мощности $T_и$, ч	Коэффициент использования среднегодовой установленной мощности $k_и$
1945	4240	0,484
1950	5015	0,572
1960	4737	0,54
1965	4734	0,54
1970	4735	0,54
1973	4870	0,557
1975	5013	0,572
1980	5029	0,574
1985	5138	0,586

а) подключение сезонных потребителей (торфоразработки, полив, орошение, заводы сезонного производства, кондиционеры и т. д.);

б) подключение нагрузки ночью (насосные, гидроаккумулирующие станции в насосном режиме, зарядные станции и т. д.);

в) увеличение числа рабочих смен (повышение коэффициента сменности);

г) смещение начала работы смен и начала работы предприятий;

д) разнесение выходных дней;

е) ужесточение тарифной системы, например, путем введения платы как за активную, так и за реактивную энергию (мощность);

ж) уменьшение перетоков реактивной мощности по электрической сети;

з) объединение районных энергосистем в объединенные энергосистемы линиями межсистемной связи.

За счет так называемого «нагрузочного эффекта», возникающего в объединенных энергосистемах, совмещения графиков нагрузки потребителей с несовпадающими по времени максимумами в ЕЭС европейской части СССР удалось, например, в 1965 г. снизить потребную генерирующую мощность на 3,8 % (1,8 млн. кВт) и уменьшить расчетное значение эксплуатационного резерва на 3 % (1,5 млн. кВт). Снижение совмещенного максимума нагрузки ЕЭС СССР (межсистемный эффект объединения ОЭС) в последние годы составляет 3—4 млн. кВт, эффект совмещения графиков

нагрузки всех параллельно работающих энергосистем — 8—10 млн. кВт, а общий эффект с учетом аварийной взаимопомощи энергосистем — 10—15 млн. кВт.

1.7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СТРАНЫ

Электрические сети являются промежуточным звеном в системе источник—потребитель; они обеспечивают передачу электроэнергии от источников к потребителям и ее распределение.

Развитие народного хозяйства, интенсификация труда в промышленности, на транспорте и в сельском хозяйстве требуют ускоренного развития электрических сетей различных напряжений и типов. От правильно выбранных структуры и параметров электрических сетей существенно зависят технико-экономические показатели работы энергосистем и надежность электроснабжения потребителей электроэнергии. Без ускоренного развития электрических сетей практически невозможно обеспечить выполнение задачи полной электрификации страны, особенно с учетом намеченного изменения структуры размещения производительных сил и форсированного развития промышленности в Сибири и на Дальнем Востоке. С другой стороны, приходится учитывать, что электрические сети являются весьма емким потребителем черного и цветного металла, трансформаторов, электрических аппаратов, транспортных средств и другого оборудования. При прогнозировании развития электрических сетей необходимо знать их интегральные (отнесенные ко всему народному хозяйству) показатели и динамику их изменения во времени. Важнейшими интегральными показателями электрических сетей являются капиталовложения, расход черных и цветных металлов и иных материалов, себестоимость передачи и распределения электрической энергии, потери мощности и энергии, установленная мощность трансформаторов $S_{т,уст}$, суммарная длина электрических линий раличных напряжений и типов L_Σ, отношения $L_\Sigma/P_{уст}$, $L_\Sigma/S_{т,уст}$, $S_{т,уст}/P_{уст}$, а также отношения ежегодных приращений $\Delta L_\Sigma/\Delta P_{уст}$; $\Delta L_\Sigma/\Delta S_{т,уст}$, $\Delta S_{т,уст}/\Delta P_{уст}$.

В качестве примера укажем, что в 1972 г. имело место

отношение $S_{т,уст}/P_{уст} \approx 10$, что объясняется наличием большого числа (три — пять) ступеней трансформации электроэнергии при передаче ее от источников к потребителям. Важным параметром является соотношение мощностей генераторов (млн. кВт), трансформаторов (млн. кВ·А) и электродвигателей (млн. кВт), ежегодно поставляемых электропромышленностью. Это соотношение в 1985 г. составило 13,3/161/49,4, или в относительных единицах 1/12,1/3,71.

1.8. НОМИНАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Номинальные параметры — это параметры, на длительную работу с которыми рассчитаны элементы энергосистем (электрические машины и аппараты, устройства защиты и автоматики, электрические сети и т. п.).

Для различных элементов энергосистем номинальными могут быть различные параметры, в частности: напряжение, ток, мощность, коэффициент мощности, частота, частота вращения, скольжение, температура, ток отключения и т. п. Ряды (шкалы) номинальных параметров устанавливаются государственными стандартами на основе рядов предпочтительных чисел, базирующихся на технико-экономических расчетах. Номинальные параметры электрических машин и электрооборудования указываются заводами-изготовителями в паспортных данных. Все или важнейшие из них указываются также на паспортных табличках электрических машин и электрооборудования. Электрические машины, электрические аппараты и другое электрооборудование проектируются так, чтобы их максимальный КПД находился, как правило, в зоне номинальных параметров.

При работе всех элементов энергосистемы с номинальными параметрами режим энергосистемы в целом близок к оптимальному. В отдельных случаях с учетом, например, зависимости КПД элементов от нагрузки можно получить определенный эффект при работе с параметрами, отличными от номинальных. Однако подобные условия работы должны иметь тщательное техническое и технико-экономическое обоснование.

1.9. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Технико-экономические расчеты в энергетике базируются на использовании формулы полных приведенных затрат. Выбор вариантов электроустановки, вариантов ее схем, типов электрооборудования, сечений проводников, напряжений электрических сетей, номинальных параметров производится путем минимизации значений приведенных затрат (с учетом возможных в конкретных условиях технических и технико-экономических ограничений), руб/год:

$$З_i = И_i + E_н K_i + У_i \to min,$$

где i — номер варианта; $И$ — годовые издержки (эксплуатационные расходы), руб/год; K — капиталовложения, руб; $У$ — возникающий ущерб, руб; $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, устанавливаемый директивными органами (в данное время для расчетов в электроэнергетике принимают $E_н = 0{,}12$, для новой техники $E_н = 0{,}15$).

При сравнении вариантов электроустановки допускается учитывать капиталовложения только по отличающимся в вариантах элементам электроустановки.

Годовые издержки, руб/год, определяются по формуле:

$$И = И_а + И_о + И_{пот},$$

где $И_а$ — амортизационные отчисления (отчисления на реновацию и капитальный ремонт), руб/год; $И_о$ — издержки на обслуживание электроустановки (текущий ремонт и зарплата персоналу), руб/год; $И_{пот}$ — издержки, вызванные потерями электроэнергии в электроустановке, руб/год.

Амортизационные отчисления равны:

$$И_а = p_а K,$$

где $p_а$ — норма амортизационных отчислений, устанавливаемая директивными органами.

Издержки, вызванные потерями электроэнергии, составляют:

$$И_{пот} = \beta \Delta W_{год} \cdot 10^{-2},$$

где β — средняя себестоимость электроэнергии в энергосистеме, зависящая от времени использования максимальной

нагрузки T_{max} и географического месторасположения электроустановок, коп/(кВт·ч); $\Delta W_{год}$ — потери электроэнергии за год, кВт·ч.

Математическое ожидание народнохозяйственного ущерба $У$ из-за возможного нарушения электроснабжения потребителей (ущерб потребителей) и из-за ухудшения показателей работы энергосистем при возможном вынужденном отключении части генераторов, трансформаторов, линий, не приведшем к отключению потребителей (системный ущерб), равно:

$$У = У_п + У_с,$$

где $У_п$ — ущерб потребителей; $У_с$ — системный ущерб.

Ущерб потребителей в общем случае можно определить по выражению

$$У_п = \omega (a P_{откл} + b P_{ср} t_п),$$

где ω — средний параметр потока отказов электроснабжения потребителя, раз/год; $t_п$ — вероятное время перерыва электроснабжения, ч; a — удельный ущерб от перерыва электроснабжения длительностью $t_п$, превышающей граничное время перерыва электроснабжения, при котором возникает ущерб, зависящий от факта потери электроснабжения и характера потребителя, руб/кВт; $P_{откл}$ — расчетная отключаемая мощность при перерыве электроснабжения, кВт; b — удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб/(кВт·ч); $P_{ср}$ — среднегодовая нагрузка потребителя, кВт.

Согласно данным, полученным рядом исследователей, для разных типов потребителей $b = 0{,}2 \div 1{,}2$ руб/(кВт·ч) и $a/b = 4{,}6 \div 80{,}2$; в среднем по промышленности $(a/b)_{ср} \approx 20$.

Системный ущерб $У_с$ зависит от ряда факторов (структура и параметры сети; наличие, размеры и территориальное размещение резервной мощности; технико-экономические показатели работающего и резервного оборудования и т. п.) и должен определяться с учетом местных условий конкретных энергосистем.

В отдельных случаях при отказах оборудования и электроустановок окружающей среде может быть нанесен ущерб $У_{окр}$. При необходимости такой ущерб может быть определен по специально разрабатываемым методикам.

Когда необходимо учесть длительность сооружения электроустановок, т. е. фактор разновременности капиталовложений, а также изменение по годам издержек, сравнение вариантов производится по формуле приведенных затрат, руб/год:

$$\overline{З} = \sum_{t=1}^{T} (E_н K_t + \Delta И_t)(1 + E_{н,п})^{T_{пр}-t},$$

где K_t — капиталовложения в текущем t году, руб/год; $\Delta И_t$ — приращение издержек в текущем году t по сравнению с предыдущим t—1 годом, руб/год; $E_{н,п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, устанавливаемый директивными органами (в настоящее время $E_{н,п}$=0,08); $T_{пр}$ — год приведения; T — расчетный период, в течение которого производятся капиталовложения в электроустановку.

Если расчетные затраты приводятся к первому году расчетного периода, то

$$\overline{З} = \sum_{t=1}^{T} \frac{E_н K_t + \Delta И_t}{(1 + E_{н,п})^{t-1}}.$$

Когда варианты оказываются равноэкономичными (разница в приведенных затратах не превышает 5 %), для окончательного выбора варианта приходится учитывать ряд дополнительных факторов (удобство и безопасность эксплуатации, показатели надежности, перспективы использования и развития, серийность используемого оборудования, прогрессивность технических решений, влияние на окружающую среду и т. п.).

Глава вторая

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. ТИПЫ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Потребители (приемники) электрической энергии различаются по режиму работы, назначению, принципиальному исполнению, потребляемой мощности, частоте потребляемого тока, условиям работы, ответ-

ственности (категорийности) и соответственно по требованиям к надежности электроснабжения, а также по некоторым другим признакам.

По режиму работы потребителей обычно делят на три группы: потребители с неизменной (малоизменяющейся во времени) нагрузкой, потребители с повторно-кратковременной (в том числе и с ударной) нагрузкой, потребители с кратковременной нагрузкой.

По назначению приемники электроэнергии делят на пять групп: силовые общепромышленные установки, осветительные установки, электропривод производственных механизмов, электрические печи и электротермические установки, преобразовательные установки.

Длительное время основными потребителями электроэнергии были электрическое освещение (лампы накаливания) и асинхронный электропривод. В настоящее время в связи с бурным развитием науки и техники, совершенствованием и внедрением новой прогрессивной технологии производства, расширением электрификации производственных процессов появились новые, достаточно мощные потребители электроэнергии. К ним относятся электрические печи и электротермические установки (сталеплавильные дуговые электропечи мощностью до 45 МВ·А и даже более), рудно-термические печи (мощностью до 4,5 МВ·А), прокатные станы с ударной нагрузкой, электросварочные установки, электропривод подъемно-транспортных механизмов, электропривод экскаваторов непрерывного действия, осветительные и прожекторные установки, радиотелеустановки, газоразделительные и вентиляционные системы, кондиционеры, электропривод на газо- и нефтетрубопроводах, электрифицированный транспорт, электрифицированные сельскохозяйственные установки, преобразовательные установки различного назначения, накопители энергии, установки электронно-ионной технологии, электрофизические установки (ускорители, лазеры, испытательные стенды и т. п.), а также некоторые другие установки. Широкое распространение получили асинхронный и синхронный электроприводы с единичной мощностью двигателей соответственно до 8 и 25 МВт, тиристорные и электромашинные преобразователи.

Приемники электроэнергии в зависимости от особенностей технологического режима и условий их работы питаются от электрических сетей переменного или постоянного тока. В свою очередь сети постоянного тока в большинстве случаев получают питание через преобразователи от промышленных сетей переменного тока частотой 50 Гц, связанных с сетями более высокого напряжения энергосистем. Для отдельных групп потребителей нашли применение также специальные сети с повышенной (до 10 кГц и даже выше) и пониженной (менее 50 Гц) частотами.

Потребители переменного тока бывают однофазными (несиммет-

ричными) и трехфазными (симметричными), что приходится учитывать при проектировании и выполнении схем электроснабжения.

Приемники электроэнергии могут работать в различных условиях: на открытом воздухе, в закрытых помещениях, в условиях повышенной влажности, задымленности или агрессивности внешней среды, при больших изменениях температуры, давления и динамических нагрузок в процессе работы и т. п. Исходя из этого электроприемники могут выполняться как в обычном, так и в закрытом или защищенном исполнении, с открытой или закрытой замкнутой системой охлаждения, с обычной или повышенной устойчивостью к изменениям условий внешней среды.

По обеспечению надежности электроснабжения все потребители электроэнергии делятся на потребители I, II и III категорий (см. гл. 8). Особая система категорийности потребителей принята для системы собственных нужд атомных электростанций с учетом повышенных требований к надежности их работы.

2.2. СОСТАВ УЗЛОВ КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Разнотипные потребители электроэнергии по условиям построения схем электроснабжения объединяют в группы, образуя первичные узлы комплексной нагрузки. В таких узлах разнотипные потребители включены параллельно, и поэтому их режимы работы оказываются взаимно зависимыми. Результирующая эквивалентная характеристика данного узла комплексной нагрузки определяется номенклатурой, долевым составом, характеристиками и режимами работы потребителей. Ряд узлов комплексной нагрузки, в общем случае различных по характеристикам, с помощью сети более высокого напряжения группируется в объединенные (вторичные) узлы комплексной нагрузки. В качестве примера на рис. 2.1 показана схема электроснабжения потребителей с несколькими узлами комплексной нагрузки.

Состав и характеристики узлов комплексной нагрузки в значительной степени определяют требования к качеству электроэнергии в электрической сети и к надежности электроснабжения потребителей. Они также существенно влияют как на нормальные, так и на аварийные режимы работы энергосистем, включая режимы коротких замыканий, асинхронного хода, несинхронных включений, сброса и наброса нагрузки и т. п.

Состав узлов комплексной нагрузки зависит от ряда факторов (отрасль народного хозяйства, тип потребителя, его масштаб и технологический режим работы, географический район и т. п.) и меняется в достаточно широких пределах; совершенствование технологии производства, более широкая электрификация промышленности, транспорта, сельского хозяйства и быта ведут к непрерывному изменению их состава во времени. В табл. 2.1 представлены оценки состава потребителей узлов комплексной нагрузки, полученные различными авторами в разное время.

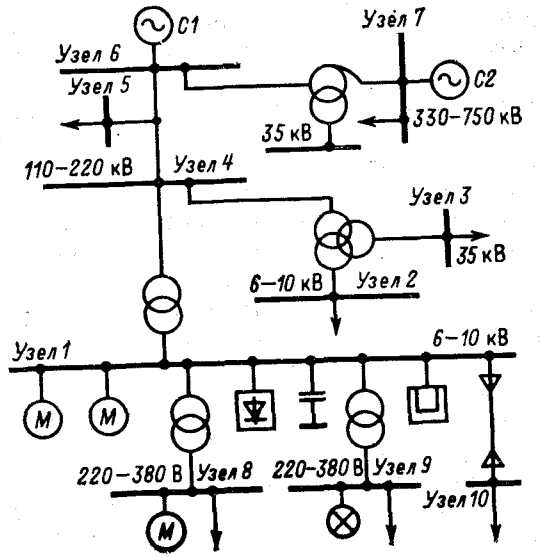


Рис. 2.1. Схема электроснабжения потребителей с несколькими узлами комплексной нагрузки

Таблица 2.1

Номер оценки состава узла комплексной нагрузки	Потребители узлов комплексной нагрузки, %							
	Мелкие асинхронные двигатели	Крупные асинхронные двигатели	Синхронные двигатели	Освещение и бытовая нагрузка	Выпрямители	Печи	Потери мощности в сетях	Итого
1	—	50	9	22	—	11	8	100
2	35	15	10	23	—	10	7	100
3*	34	14	10	25	—	10	7	100
4**	—	51	—	30	8	3	8	100
5***	—	53	—	18	13	8	8	100
6	—	57	—	27,6	—	7,4	8	100

* Нагрузка города.
** Нагрузка крупного города.
*** Крупная промышленная нагрузка.

Таблица 2.2

Отрасль народного хозяйства, промышленность	Потребители узлов комплексной нагрузки, %									
	Синхронные электродвигатели	Асинхронные электродвигатели		Освещение	Дуговые печи	Печи сопротивления	Сварка	Выпрямители	Прочая нагрузка	Итого
		выше 1 кВ	до 1 кВ							
Металлургия	25	10	37	3	4	7	3	11	—	100
Горнорудная	21	21	47	5	—	—	—	—	6	100
Химия	40	24	29	2	—	2	1	2	—	100
Машиностроение	8	5	52	5	7	6	14	3	—	100
Коммунально-бытовая нагрузка большого города	50	10	15	25	—	—	—	—	—	100
Бытовая нагрузка	—	—	35	65	—	—	—	—	—	100
Нефтедобыча	8	48	30	5	—	—	—	—	9	100
Нефтепереработка	26	18	50	2	—	—	—	—	4	100
Электротяга	—	—	5	5	—	—	—	90	—	100
Газовая с асинхронным приводом (газокомпрессорные станции)	—	98	—	2	—	—	—	—	—	100
Газовая с синхронным приводом	98	—	—	2	—	—	—	—	—	100
Сельское хозяйство	—	—	70	30	—	—	—	—	—	100
Легкая промышленность	—	—	78	12	—	—	—	—	10	100
Угледобыча шахтная	4	7	67	15	—	—	—	7	—	100
Угледобыча открытая	60	—	30	5	—	—	—	—	5	100
Энергосистема 1*	7	4	56	20	—	3	—	3	7	100
Энергосистема 2*	22	11	38	9	—	4	—	12	4	100
Энергосистема 3*	15	11	32	20	—	7	—	15	—	100

* Суммарный состав потребителей электроэнергии.

В табл. 2.2 приведены данные о составе узлов комплексной нагрузки, полученные на кафедре электрических станций МЭИ в 1971—1973 гг. в результате анализа состава значительного числа узлов нагрузки ряда отраслей народного хозяйства и нескольких мощных энергосистем с крупной промышленностью. Данные этой таблицы подтверждают, что состав потребителей современных узлов комплексной нагрузки меняется в достаточно широких пределах и строго не может быть представлен одной обобщенной характеристикой. Отсюда следует, что при конкретном проектировании электрических сетей и схем электроснабжения потребителей, а также при расчетах нормальных и аварийных режимов энергосистем требуется учитывать не обобщенные, а дифференцированные данные о составе узлов комплексной нагрузки конкретной электроустановки или энергосистемы. В отдельных случаях при отсутствии указанных данных, например при перспективном проектировании, допустимо использовать обобщенные данные о составе узлов комплексной нагрузки характерных по технологическому режиму предприятий отдельных отраслей народного хозяйства.

2.3. СТАТИЧЕСКИЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗКИ

При расчетах режимов электростанций и энергосистем требуется знать статические и динамические характеристики нагрузки, поскольку режим работы источников электроэнергии жестко связан с режимом работы ее потребителей. Под характеристиками нагрузки понимаются зависимости ее режимных параметров — активной и реактивной мощности, электромагнитного момента и тока нагрузки — от напряжения и частоты питающей электрической сети.

Статические характеристики определяют поведение нагрузки (изменение ее режимных параметров) при медленном изменении режимных параметров (напряжение, частота) сети. В зависимости от решаемой задачи используются различные характеристики, например: $P=\varphi(U)$, $P=\varphi(f)$, $Q=\varphi(U)$, $Q=\varphi(f)$, $M=\varphi(U)$, $M=\varphi(f)$, $I=\varphi(U)$, $I=\varphi(f)$.

Динамические характеристики определяют поведение нагрузки при быстром изменении режима питающей электрической сети. Так как при возмущениях в системе одновременно меняется ряд параметров режима, то поведение нагрузки при этом, очевидно, можно представить вектором в многомерном пространстве. В общем случае при динамических переходах активная и реактивная мощности являются сложными функциями напряжения и частоты:

$$P=\varphi\left(U, f, \frac{dU}{dt}, \frac{df}{dt}, \frac{d^2U}{dt^2}, \frac{d^2f}{dt^2} \ldots\right);$$

$$Q = \varphi\left(U, f, \frac{dU}{dt}, \frac{df}{dt}, \frac{d^2U}{dt^2}, \frac{d^2f}{dt^2} \ldots\right).$$

На практике, однако, используются более простые зависимости, что вполне допустимо для большинства задач:

$$P = \varphi\left(U, \frac{dU}{dt}\right), \quad Q = \varphi\left(U, \frac{dU}{dt}\right);$$

$$P = \varphi\left(f, \frac{df}{dt}\right), \quad Q = \varphi\left(f, \frac{df}{dt}\right).$$

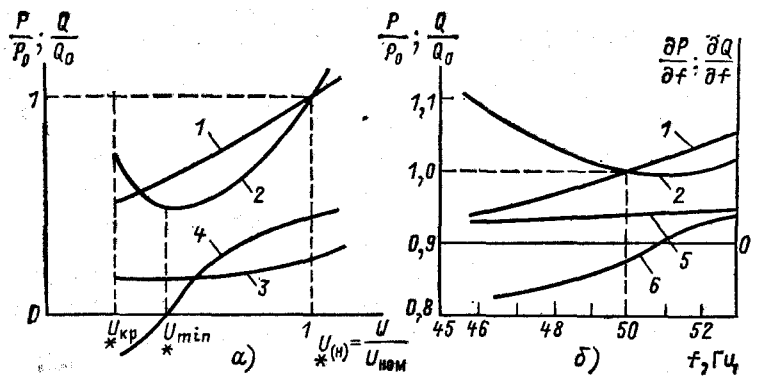


Рис. 2.2. Примерные статические характеристики комплексной нагрузки:

а — по напряжению; *б* — по частоте; *1* — активная мощность; *2* — реактивная мощность; *3* — регулирующий эффект по напряжению dP/dU; *4* — то же dQ/dU; *5* — регулирующий эффект по частоте dP/df; *6* — то же dQ/df

Особый интерес для расчета режимов энергосистем представляют характеристики комплексной нагрузки. Статические характеристики такой нагрузки можно представить в виде зависимостей:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial U}\Delta U + \frac{\partial P}{\partial f}\Delta f = a_U \Delta U + a_f \Delta f$$

и

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial U}\Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f}\Delta f = b_U \Delta U + b_f \Delta f,$$

где a_U и b_U — регулирующие эффекты активной и реактивной мощности нагрузки по напряжению; a_f и b_f — регулирующие эффекты активной и реактивной мощности нагрузки по частоте.

Примерные статические характеристики комплексной нагрузки даны на рис. 2.2.

По данным института «Энергосетьпроект» для комплексной нагрузки большого промышленного узла при отсутствии реальных статических характеристик можно принять (для определенной зоны изменения параметров режимов сети): $P=f(U)$ и $Q=f(U^{2,5})$.

Зависимость реактивной мощности нагрузки от напряжения может быть представлена в виде степенной функции:

$$Q = Q_0\left(\frac{U}{U_0}\right)^{2,5}$$

или в виде многочлена:

$$Q = Q_0\left[7,7\left(\frac{U}{U_0}\right)^2 - 12,2\frac{U}{U_0} + 5,6\right],$$

где U_0 — напряжение на нагрузке в нормальном режиме.

Определение динамических характеристик комплексных узлов нагрузки возможно только при четко оговоренных исходных условиях конкретных узлов (состав и характеристики отдельных потребителей, схема электроснабжения, жесткость внешней связи с энергосистемой, система защиты и автоматики отдельных потребителей и узла в целом, характер, глубина и длительность возмущений и т. п.). Следует отметить, что при незначительных отклонениях напряжений узлов и частоты в энергосистеме от номинальных значений характер статических и динамических характеристик узлов комплексной нагрузки позволяет стабилизировать режим работы энергосистемы. Обычно динамические характеристики нагрузки определяются на расчетных моделях переменного тока, путем аналитических расчетов с использованием ЭВМ или путем обработки данных эксплуатации электроустановок и энергосистем.

Глава третья
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Электрические сети условно подразделяют на распределительные, питающие (районные) и системообразующие.

К распределительным электрическим сетям непосредственно подключаются электроприемники или укрупненные потребители электроэнергии (завод, предприятие, комби-

нат, совхоз, колхоз, ферма и т. п.). Напряжение этих сетей обычно составляет 6—20 кВ, однако в последнее время в связи с внедрением схем глубокого ввода, укрупнением мощностей электростанций и отдельных потребителей функции распределительных сетей стали переходить к сетям более высоких напряжений — 35, 110 и даже 220 кВ. Питающие (районные) электрические сети предназначены для транспорта электроэнергии от источников до крупных распределительных узлов района. Эти сети в зависимости от местных особенностей конкретной энергосистемы имеют номинальное напряжение 35—330 кВ.

Системообразующие электрические сети с магистральными линиями электропередачи на наивысших для данной энергосистемы напряжениях (330—1150 кВ) обеспечивают мощные связи между крупными узлами энергосистемы, а в объединенной энергосистеме — связи между энергосистемами и энергообъединениями.

Электрические сети подразделяются также по ряду других признаков: по номинальному напряжению, по назначению (городские, сети сельскохозяйственного назначения, промышленные, сети электрических систем), по исполнению (воздушные, кабельные, сети с закрытыми, газонаполненными, сверхпроводящими или иными токопроводами), по схеме (разомкнутые или радиальные, разомкнутые с автоматическим резервированием, замкнутые).

Основное назначение электрических сетей состоит в обеспечении надежного электроснабжения потребителей энергосистемы электроэнергией надлежащего качества. Оно должно осуществляться при соблюдении требований к технико-экономическим показателям сети, т. е. при экономически оправданных и по возможности минимальных народнохозяйственных затратах.

Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным и наибольшим рабочим напряжением, а также режимом нейтралей ее трансформаторов (автотрансформаторов), генераторов и электродвигателей.

3.2. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В СССР согласно ГОСТ 721—74* и ГОСТ 21128—83 установлена шкала номинальных напряжений электрических сетей постоянного и переменного тока с номинальной частотой 50 Гц (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Напряжение сети, В	Постоянный ток, В	Трехфазный ток (междуфазное напряжение), В	Однофазный ток, В
До 100	—	—	—
	12	12	—
	24	24	—
	36	36	36
	48	42	42
	60	—	—

100—1000	Постоянный ток	
	Сети и приемники электроэнергии, В	Источники питания, В
	110	115
	220	230
	440	460

	Переменный ток			
	однофазный		трехфазный	
	Сети и приемники	Источники	Сети и приемники	Источники
	(127)	(133)	(220/127)	(230/133)
	220	230	380/220	400/230
	380	—	660/380	690/400

Номинальные междуфазные напряжения, кВ								Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ
Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН				Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН				
		Первичные обмотки		Вторичные обмотки**		Первичные обмотки		Вторичные обмотки**		
(3)	(3,15)	(3) и (3,15)*		3,15 и (3,3)		—	—	(3,15)	—	(3,6)
6	6,3	6 и 6,3*		6,3 и 6,6		6 и 6,3*		6,3 и 6,6		7,2
10	10,5	10 и 10,5*		10,5 и 11,0		10 и 10,5*		10,5 и 11,0		12,0
20	21,0	20	—	—	22,0	20 и 21,0*		—	22,0	24,0
35	—	35	—	38,5	—	35 и 36,75		—	38,5	40,5
110	—	—	—	121	—	110 и 115		115 и 121		126
(150)	—	—	—	(165)	—	—	(158)	(158)	—	(172)
220	—	—	—	242	—	220 и 230		230 и 242		252
330	—	330	—	347	—	330	—	330	—	363
500	—	500	—	525	—	500	—	—	—	525
750	—	750	—	787	—	750	—	—	—	787

Продолжение табл. 3.1

Номинальные междуфазные напряжения, кВ										
Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН				Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН				Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ
		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		
1150	—	—	—	—	—	1150	—	—	—	1200

* Для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов.

** В стандартах, а при их отсутствии в нормативно-технической документации на отдельные виды трансформаторов и автотрансформаторов, утвержденной в установленном порядке, должно указываться только одно из двух значений напряжений вторичных обмоток.

Примечания: 1. Напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых электрических сетей не рекомендуются.

2. Для турбогенераторов мощностью 100 МВт и выше, гидрогенераторов мощностью 50 МВт и выше, синхронных компенсаторов мощностью 160 Мвар и выше и присоединяемых непосредственно к ним первичных обмоток трансформаторов и автотрансформаторов, а также соответствующего электрооборудования допускаются номинальные напряжения 13,8; 15,75; 20; 24 и 27 кВ; напряжения выше 27 кВ допускаются по соглашению между заинтересованными организациями. Для капсульных гидрогенераторов и присоединяемых к ним первичных обмоток трансформаторов и автотрансформаторов, а также соответствующего электрооборудования допускается напряжение 3,15 кВ.

3. Номинальные напряжения обмоток трансформаторов относятся к основному ответвлению.

4. Для электрооборудования, используемого в угольной промышленности, могут применяться также напряжения: 1140 В для приемников электроэнергии и 1120 В для источников.

По уровню номинального напряжения электрические сети иногда условно делят на сети низкого напряжения (до 1 кВ, включая, правда, недавно появившиеся сети 1140 В), сети среднего напряжения (выше 1 до 35 кВ включительно, исключая сети 1140 В), сети высокого напряжения (110—220 кВ), сети сверхвысокого напряжения (330—750 кВ), сети ультравысокого напряжения (выше 1000 кВ). Начато внедрение сетей 1150 кВ.

В зарубежных странах нормируют наибольшее рабочее напряжение электрической сети. Существуют сети с наибольшим рабочим напряжением 3,6; 7,2; 12; (17,5); 24; 36; (52); 72,5; 123; 145; (170); 245; 300; 362; 420; 525; 765 кВ, внедряются сети 1200 кВ. В ряде стран номинальная частота переменного тока принята равной 60 Гц.

В отечественной практике исторически распространение

получили две системы напряжений электрических сетей: 110—220—500—1150 кВ и 150—330—750 кВ, каждая с шагом, равным примерно двум. Та и другая системы внедрены в определенных географических районах: первая — в центральных и восточных районах, вторая — в основном в западных районах. Развитие энергетики и электрификации, создание объединенной энергосистемы СССР вынуждает объединять сети, относящиеся к разным системам напряжений. Это требует порой неоправданных капиталовложений и заставляет возвращаться к вопросу о целесообразности распространения в дальнейшем двух систем напряжений, а также к вопросу об оптимальном шаге в шкале номинальных напряжений и о допустимых зонах распространения существующих двух систем напряжений.

3.3. РЕЖИМ НЕЙТРАЛЕЙ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Генераторы, трансформаторы, некоторые электродвигатели, группы шунтовых реакторов на длинных линиях электропередачи и другие элементы энергосистем имеют нейтрали, режим работы которых (способ заземления) существенно влияет на технико-экономические параметры и характеристики электрических сетей (уровень изоляции, требования к оборудованию и средствам его защиты от перенапряжений, коротких замыканий и других анормальных режимов, капиталовложения, надежность работы, вопросы техники безопасности и т. п.). Заземление нейтралей, обусловленное режимом работы электрической сети, называется *рабочим заземлением* в отличие от *защитного заземления*, выполняемого для обеспечения безопасных условий работы персонала, и *грозозащитного заземления*, предназначенного для обеспечения необходимых условий функционирования систем защиты электроустановок от перенапряжений.

Электрические сети в зависимости от режима нейтралей условно можно разделить на четыре группы: а) сети незаземленные; б) сети разонансно-заземленные (частный случай сетей неэффективно-заземленных); в) сети эффективно-заземленные; г) сети глухозаземленные. Первые работают с незаземленными нейтралями всех элементов, имеющих нейтрали. Это сети 660, 1140 В, а также сети 3—35 кВ при относительно небольшом емкостном токе замы-

кания на землю. Вторые работают в режиме резонансного заземления части нейтралей элементов сети. Это обычно сети 3—35 кВ. В некоторых зарубежных странах в таком режиме работают также сети 110 кВ. Третьи работают с заземлением части нейтралей элементов непосредственно (глухо) или через активные r, реактивные x или комплексные Z сопротивления. Это сети 110—220 кВ. Четвертые работают с непосредственным (глухим) заземлением нейтралей всех элементов сети. Это сети 220, 380 В и 330—1150 кВ.

К эффективно-заземленным сетям относятся сети, у которых $Z_0/Z_1 \leqslant 3 \div 4$ или $x_0/x_1 \leqslant 5$

при условии, что

$$x_1 = x_2$$

и

$$r_1/x_1 = r_2/x_2.$$

При этом

$$K_з = |\underline{U}^*_{ф,з}| / U_{ном} \leqslant 0{,}8,$$

а

$$K_{зм} = |\underline{U}_{ф,з}| / U_{ф,ном} \leqslant 1{,}4,$$

где Z_0 и x_0 — полное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности сети относительно точки однофазного короткого замыкания; Z_1, x_1 и r_1 — полное, индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности сети; x_2 и r_2 — индуктивное и активное сопротивления обратной последовательности сети при тех же условиях; $K_з$ — коэффициент заземления сети; $K_{зм}$ — коэффициент замыкания сети; $U_{ф,з}$ — напряжение на неповрежденной фазе при замыкании на землю другой фазы; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети; $U_{ф,ном}$ — номинальное фазное напряжение сети.

* Здесь и далее комплексные действующие величины, являющиеся синусоидальными функциями времени, набраны полужирными буквами. Согласно новому ГОСТ 1494—77 * (СТ СЭВ 3231—81) они как и все иные комплексные величины должны обозначаться обычными буквами с чертой внизу, например: $\underline{E}$; $\underline{U}$; $\underline{I}$.

Векторные величины должны обозначаться полужирными буквами или обычными буквами со стрелкой вверху, например $\boldsymbol{H}$ или $\vec{H}$.

При $K_з \leqslant 0{,}8$ защита сети от перенапряжений осуществляется надежными и относительно дешевыми, так называемыми 80 %-ными разрядниками.

В практике релейной защиты, нашедшей отражение и в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ), электрические сети принято подразделять на сети с большим током замыкания на землю (500 А и более) и сети с малым током замыкания (до 500 А). Очевидно, что электрические сети с большим током замыкания на землю в большинстве случаев являются эффективно-заземленными сетями.

Если сеть с незаземленными нейтралями имеет относительно большой емкостный ток замыкания на землю

$$I_C = 3\omega C_0 U_ф,$$

а именно $I_C \geqslant 30$ А при 3—6 кВ, $I_C \geqslant 20$ А при 10 кВ, $I_C \geqslant 15$ А при 20 кВ, $I_C \geqslant 10$ А при 35 кВ, что может явиться причиной появления опасных перемежающихся замыканий на землю и, как следствие, перехода однофазного замыкания на землю в многофазное короткое замыкание или появления в сети повышенных перенапряжений, то согласно ПУЭ следует применять компенсацию емкостного тока. Компенсация осуществляется с помощью регулируемых или нерегулируемых дугогасящих реакторов, включаемых обычно в нейтрали части трансформаторов или специальных устройств и настраиваемых почти в резонанс с емкостным сопротивлением сети. При этом так называемый коэффициент компенсации

$$q = \frac{1}{\omega^2 3C_0 L_к},$$

где $L_к$ — индуктивность дугогасящего реактора, выбирают несколько большим единицы.

Эффективное заземление нейтралей элементов электрической сети уменьшает коммутационные перенапряжения в этой сети, снижает требования к уровню изоляции и, как следствие, удешевляет сеть, позволяет выполнить чувствительную быстродействующую защиту от коротких замыканий на землю, уменьшает вероятность появления наиболее тяжелых трехфазных коротких замыканий, однако увели-

чивает уровень токов короткого замыкания на землю. Резонансное заземление нейтралей элементов сети уменьшает уровни токов замыкания на землю, но увеличивает напряжения на неповрежденных фазах.

Если пренебречь активными сопротивлениями различных элементов энергосистемы, то при коротком замыкании на землю, например, фазы A имеют место следующие соотношения (см. гл. 4):

$$\dot{U}_{A1} = \dot{I}_{A1} j(x_2 + x_0) = \frac{\dot{E}_A (x_2 + x_0)}{x_1 + x_2 + x_0} = \frac{\dot{E}_A (x_2 + x_0)}{x_\Sigma};$$

$$\dot{U}_{A2} = -\frac{\dot{E}_A x_2}{x_\Sigma};$$

$$\dot{U}_{A0} = -\frac{\dot{E}_A x_0}{x_\Sigma}.$$

Далее

$$\dot{U}_{B3} = \dot{U}_{B1} + \dot{U}_{B2} + \dot{U}_{B0} = a^2 \dot{U}_{A1} + a\dot{U}_{A2} + \dot{U}_{A0} = \dot{E}_B + \dot{E}_A \frac{1-\alpha}{2+\alpha},$$

где

$$a = e^{j120^\circ}; \quad \alpha = x_0/x_1.$$

Аналогично

$$\dot{U}_{C3} = \dot{E}_C + \dot{E}_A \frac{1-\alpha}{2+\alpha}.$$

Поскольку ток однофазного короткого замыкания на землю и ток трехфазного короткого замыкания равны соответственно

$$\dot{I}_к^{(1)} = \frac{3\dot{E}}{j(x_1 + x_2 + x_0)}$$

и

$$\dot{I}_к^{(3)} = \frac{\dot{E}}{jx_1},$$

то

$$\frac{\dot{I}_к^{(1)}}{\dot{I}_к^{(3)}} = \frac{3}{2+\alpha}.$$

При этом коэффициент заземления при $x_2 = x_1$ составляет:

$$K_3 = \frac{\sqrt{x_0^2 + x_0 x_2 + x_2^2}}{2x_2 + x_0} = \frac{\sqrt{\alpha^2 + \alpha + 1}}{\alpha + 2}.$$

Графики изменения напряжения неповрежденных фаз и отношения токов однофазного и трехфазного КЗ в зависимости от значений параметра α представлены на рис. 3.1.

В электрических сетях с неэффективно-заземленными (или с резонансно-заземленными) нейтралями элементов (рис. 3.2) при замыкании на землю, например, фазы A имеют место следующие соотношения:

$$\underline{y}_A = j\omega C_A + g_A + \frac{1}{R_п};$$

$$\underline{y}_B = j\omega C_B + g_B;$$

$$\underline{y}_C = j\omega C_C + g_C;$$

$$\underline{y}_{нт} = \frac{1}{j\omega L_{нт}} + \frac{1}{R_{нт}},$$

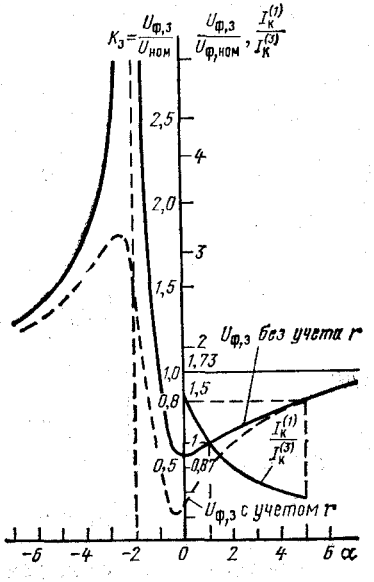


Рис. 3.1. Зависимости напряжения неповрежденных фаз и отношения токов однофазного и трехфазного КЗ от параметра α

где $\underline{y}_A$, $\underline{y}_B$, $\underline{y}_C$ и $\underline{y}_{нт}$ — проводимости соответственно фаз A, B, C и элемента, включенного в нейтраль; C_A, C_B, C_C — емкости фаз; g_A, g_B, g_C — активные проводимости фаз; $L_{нт}$ и $R_{нт}$ — соответственно индуктивность и активное сопротивление элемента, включенного в нейтраль; $R_п$ — переходное сопротивление.

Далее

$$\dot{E}_{эк} = \frac{\dot{U}_A \underline{y}_A + \dot{U}_B \underline{y}_B + \dot{U}_C \underline{y}_C}{\underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C} = \frac{\dot{U}_{ф,A}(\underline{y}_A + a^2 \underline{y}_B + a\underline{y}_C)}{\underline{y}_{эк}},$$

где

$$\underline{y}_{эк} = \underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C.$$

При этом ток в нейтрали

$$\underline{I}_{нт} = \frac{\underline{E}_{эк}}{\frac{1}{\underline{y}_{эк}} + \frac{1}{\underline{y}_{нт}}} = \frac{\underline{U}_{ф,A}\,\underline{y}_{нт}\,(\underline{y}_A + a^2\underline{y}_B + a\underline{y}_C)}{\underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C + \underline{y}_{нт}};$$

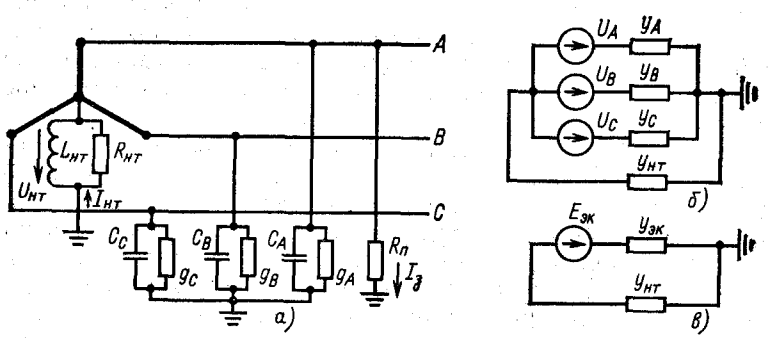


Рис. 3.2. Электрическая сеть с неэффективно-заземленной нейтралью: *а* — исходная схема; *б* — схема замещения; *в* — эквивалентная схема замещения

напряжение на элементе, включенном в нейтраль,

$$\underline{U}_{нт} = -\frac{\underline{I}_{нт}}{\underline{y}_{нт}} = -\frac{\underline{U}_{ф,A}\,(\underline{y}_A + a^2\underline{y}_B + a\,\underline{y}_C)}{\underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C + \underline{y}_{нт}}$$

и напряжение фаз по отношению к земле

$$\underline{U}_{A,з} = \underline{U}_{ф,A} + \underline{U}_{нт} = \frac{\underline{U}_{ф,A}\,[\underline{y}_B\,(1-a^2) + \underline{y}_C\,(1-a) + \underline{y}_{нт}]}{\underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C + \underline{y}_{нт}};$$

$$\underline{U}_{B,з} = \underline{U}_{ф,B} + \underline{U}_{нт} = \frac{\underline{U}_{ф,A}\,[\underline{y}_A\,(a^2-1) + \underline{y}_C\,(a^2-a) + a^2\underline{y}_{нт}]}{\underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C + \underline{y}_{нт}};$$

$$\underline{U}_{C,з} = \underline{U}_{ф,C} + \underline{U}_{нт} = \frac{\underline{U}_{ф,A}\,[\underline{y}_A\,(a-1) + \underline{y}_B\,(a-a^2) + a\underline{y}_{нт}]}{\underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C + \underline{y}_{нт}}.$$

Ток в месте замыкания

$$\underline{I}_з = \frac{\underline{U}_{Aз}}{R_п} = \frac{\underline{U}_{ф,A}\,[\underline{y}_B\,(1-a^2) + \underline{y}_C\,(1-a) + \underline{y}_{нт}]}{R_п\,(\underline{y}_A + \underline{y}_B + \underline{y}_C + \underline{y}_{нт})}.$$

Для электрических сетей с изолированными нейтралями отношение x_0/x_1 обычно имеет отрицательный знак (емкостный эффект) и поэтому здесь при замыкании одной фазы на землю $U_{ф,з}/U_{ном} \approx 1{,}15$ или $U_{ф,з}/U_{ф,ном} \approx 2$.

Исходя из изложенного в СССР принята следующая система режима нейтралей: сети напряжением 0,66; 1,14; 3; 6; 10; 20 и 35 кВ в зависимости от значения емкостного тока замыкания на землю работают либо с незаземленными, либо с резонансно-заземленными нейтралями; сети 220 и 380 В, а также 330—1150 кВ — с глухозаземленными нейтралями, сети 110—220 кВ — с эффективно-заземленными нейтралями[1].

Следует отметить, что в мировой практике нет пока единого мнения об оптимальной области применения того или другого способа заземления нейтралей. Так, в странах Западной Европы и в Японии резонансное заземление нейтралей используется в сетях до 220 кВ, в то время как, например, в США имеются распределительные сети 10—35 кВ с эффективным заземлением нейтралей.

Согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей при замыкании на землю одной фазы в сети генераторного напряжения турбогенераторы мощностью 150 МВт и более, гидрогенераторы мощностью 50 МВт и более, синхронные компенсаторы мощностью 50 МВ·А и более, а также машины меньшей мощности при замыкании на землю в обмотке статора при токе более 5 А должны немедленно отключаться. При токе менее 5 А для турбогенераторов мощностью менее 150 МВт, гидрогенераторов (синхронных компенсаторов) мощностью менее 50 МВт (50 МВ·А) допускается работа продолжительностью до 2 ч, в течение которых персонал должен найти и отключить поврежденное присоединение или отключить синхронную машину. Если установлено, что замыкание находится не в обмотке статора синхронной машины, а в сети, то допускается работа генераторов и синх-

[1] Следует отметить, что в реальных разветвленных электрических сетях физически нет единой нейтрали сети. Поэтому использование терминов «эффективно-заземленная нейтраль», «резонансно-заземленная нейтраль» и т. п. недостаточно корректно и может быть допущено только с известными оговорками, учитывая сложившуюся на практике терминологию. Строго следует говорить об «эффективно-заземленной сети», «резонансно-заземленной сети» и т. п.

ронных компенсаторов с замыканием на землю продолжительностью до 6 ч. В сетях с изолированной нейтралью разрешается работа в режиме однофазного замыкания на землю до его устранения. Следовательно, в сетях с изолированными нейтралями напряжения неповрежденных фаз по отношению к земле длительно могут быть равны линейному напряжению сети (при значительных емкостях линий напряжения на неповрежденных фазах, как указывалось выше, могут быть примерно 1,15 $U_{ном}$).

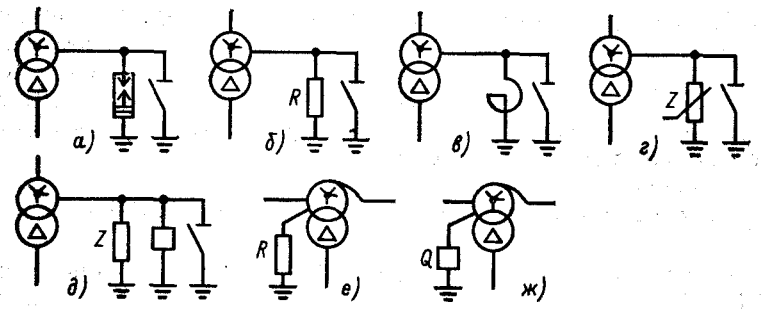


Рис. 3.3. Режим нейтралей силовых трансформаторов и автотрансформаторов:

а — заземление через разрядник; *б* — заземление через резистор; *в* — заземление через реактор; *г* — заземление через комплексные сопротивления; *д* — заземление через комплексное сопротивление, зашунтированное пороговым элементом; *е* — заземление через резистор; *ж* — заземление через пороговый элемент

В электрических сетях с эффективно-заземленными нейтралями для выполнения желательного по условиям работы электрических аппаратов соотношения $I_к^{(1)} \leqslant I_к^{(3)}$ у части трансформаторов данной сети разземляют нейтрали либо в нейтрали некоторых трансформаторов включают специальные активные, реактивные, комплексные или нелинейные сопротивления, в том числе с пороговыми элементами (рис. 3.3). Следует отметить, что в отечественных энергосистемах получили распространение способы ограничения токов замыкания на землю, показанные на рис. 3.3, *а* и *б*.

При использовании различных способов ограничения токов замыкания на землю возникает вопрос о защите изоляции нейтралей от перенапряжений, тем более что изоляция нейтралей трансформаторов напряжением 110 кВ и выше по экономическим соображениям выполняется ослабленной (неполной).

При необходимости по режиму работы электрической сети разрешается разземлять нейтрали части трансформаторов 110, 150, 220 кВ (с изоляцией нейтралей соответственно на 35 и 110 кВ), установленных на подстанциях и частично на электростанциях, если при этом нейтрали трансформаторов защищены соответственно разрядниками типов РВМ-35+РВМ-20, РВС-60, РВС-110. Разземление нейтралей трансформаторов напряжением 330 кВ и выше не допускается. При включении или отключении разъединителем или отделителем трансформаторов 110 кВ с изоляцией нейтралей на 35 кВ (испытательное напряжение 85 или 100 кВ) требуется предварительное заземление нейтралей этих трансформаторов.

3.4. СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКЦИИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Линии электропередачи выполняются воздушными и кабельными, а также в виде специальных токопроводов той или иной конструкции. Воздушные линии сооружаются на деревянных (при напряжениях до 35 кВ), металлических или железобетонных опорах. При этом используются одноцепные и двухцепные опоры обычно с грозозащитными тросами (в сетях напряжением 110 кВ и выше). Последние заземляются наглухо или через искровые промежутки. Расстояния между проводами, а также между проводами и заземленными частями зависят от уровня напряжения электрической сети, расстояния между опорами и от климатических условий (гололед, ветер) на трассе линий. Ведутся разработки более компактных и более «чистых» в экологическом отношении воздушных электрических линий.

Кабельные электрические линии выполняются как из одиночных кабелей, так и из пучков кабелей. В СССР наибольшее распространение имеют кабельные линии 6—10 кВ, реже 35 кВ. Кабельные линии 110 и 220 кВ не получили пока широкого применения, что в основном объясняется значительно большей стоимостью кабельных линий по сравнению с воздушными. Кабельные линии 6—35 кВ в 2—3 раза дороже воздушных, а кабельные линии 110 кВ

дороже воздушных в 5—8 раз. Отметим, что разработаны кабели на напряжения до 500 кВ. Такие кабели могут использоваться в схемах глубоких вводов и на электростанциях для передачи электроэнергии от силовых трансформаторов к распределительным устройствам.

Кабели 6—10 кВ обычно имеют поясную изоляцию, охватывающую все три фазы, а кабели 20—35 кВ выполняются с отдельно освинцованными жилами. Изоляция жил и поясная изоляция выполняются из пропитанной компаундом кабельной бумаги. Прослойки заполняются джутовым наполнителем. Фазная или поясная оболочка кабелей, препятствующая проникновению влаги и воздуха, изготовляется из свинца или алюминия, внешняя броня — из стальной ленты. Снаружи кабели имеют джутовый покров.

При напряжении 35 кВ используются также газонаполненные кабели с избыточным давлением инертного газа (обычно азота). В таких кабелях практически исключены деформации оболочки и образование пустот из-за значительно большего температурного коэффициента линейного расширения кабельной массы по сравнению с температурным коэффициентом линейного расширения кабельной бумаги.

При напряжениях более 70 кВ использование в кабелях вязкой пропитки нецелесообразно по техническим и технико-экономическим соображениям. Кабели на напряжение 110 кВ и выше выполняются маслонаполненными или газонаполненными. При этом давление масла в кабелях составляет 0,1—1,5 МПа, а газа 0,3—1,5 МПа.

3.5. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В общем случае потери мощности и энергии в электрических сетях складываются из потерь мощности и энергии в электрических линиях и в трансформаторах:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{т}};$$
$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{т}};$$
$$\Delta W = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}}.$$

Рассмотрим отдельно потери мощности и энергии в электрических линиях и трансформаторах.

Потери мощности в электрических линиях. Пусть имеется электрическая линия длиной l с сосредоточенной нагрузкой на конце. Активное и реактивное сопротивления линии, Ом, равны:

$$R = rl; \quad X = xl,$$

где r и x — активное и индуктивное сопротивления линии длиной 1 км, Ом/км.

При этом условии потери активной и реактивной мощности в линии составляют:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = 3\left(I_{\text{a}}^2 + I_{\text{p}}^2\right) R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (3.1)$$

и

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I^2 X = \frac{S^2}{U^2} X = 3\left(I_{\text{a}}^2 + I_{\text{p}}^2\right) X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X. \quad (3.2)$$

Для линий с несколькими сосредоточенными нагрузками потери активной (и реактивной) мощности определяются суммированием потерь на отдельных участках:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_2 + \Delta P_1 = \frac{S_2^2}{U_2^2} R_2 + \frac{(S_2 + S_1 + \Delta S_2)^2}{U_1^2} R_1 \approx$$
$$\approx \left(\frac{S_2}{U_{\text{ном}}}\right)^2 R_2 + \left(\frac{S_2 + S_1 + \Delta S_2}{U_{\text{ном}}}\right)^2 R_1. \quad (3.3)$$

Для линий с равномерно распределенной нагрузкой

$$\Delta P_{\text{л}} = \int_0^{l_\Sigma} 3I^2(l)\, r\, dl = 3\int_0^{l_\Sigma} \left(\frac{I_\Sigma l}{l_\Sigma}\right)^2 r\, dl =$$
$$= \frac{3I_\Sigma^2 r}{l_\Sigma^2} \int_0^{l_\Sigma} l^2\, dl = \frac{3I_\Sigma^2 r l_\Sigma^3}{l_\Sigma^2 3} = I_\Sigma^2 r l_\Sigma = I_\Sigma^2 R, \quad (3.4)$$

т. е. в таких линиях потери мощности в 3 раза меньше, чем в линиях с аналогичной, но сосредоточенной нагрузкой на конце. При расчете и эксплуатации электрических сетей приходится считаться с потерями на корону на электрических линиях и с радиопомехами, создаваемыми этими линиями. Корона на проводах электрических линий возникает, если

напряженность поля на поверхности провода E достигает или становится выше начальной напряженности коронного разряда $E_н$:

$$E \geqslant E_н.$$

Для гладких проводов воздушных линий принимают

$$E_н = 24{,}5\delta m\left[1 + \frac{0{,}65}{(r_0\,\delta)^{0{,}38}}\right],$$

где δ — относительная плотность воздуха; r_0 — радиус провода; m — коэффициент гладкости провода ($m=0{,}6$ при инее, гололеде или изморози; $m=0{,}57\div0{,}73$ при дожде или снеге, в зависимости от интенсивности осадков).

На поверхности одиночного проводника

$$E = 0{,}354U/[r_0 \lg (D_{ср}/r_0)],$$

где U — линейное напряжение на линии; $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между проводниками фаз.

Эффективным средством уменьшения потерь на корону и уменьшения радиопомех является расщепление проводников воздушных электрических линий на ряд проводников более мелкого сечения с изменением эквивалентного радиуса проводника. На поверхности расщепленного проводника

$$E = K\frac{0{,}354U}{nr_0 \lg D_{ср}/r_{эк}},$$

где K — коэффициент, зависящий от числа проводников n в фазе; $r_{эк}$ — эквивалентный радиус расщепленного проводника.

Расщепление проводников, как правило, требуется для сетей 330—1150 кВ. Обычно рекомендуют иметь напряженность электрического поля на поверхности проводника не более 28 кВ/см. Соответственно устанавливают минимально допустимые по условиям короны диаметры проводов воздушных линий. Уменьшение короны проводников линий автоматически снижает уровень радиопомех этих линий. На линиях сверхвысокого (СВН) и ультравысокого напряжения (УВН) необходимо также считаться с возникающим акустическим шумом линий, особенно при большом числе расщепленных проводников в фазе.

Потери мощности в трансформаторах и автотрансформаторах. Пусть известны паспортные данные трансформаторов: $\Delta P_к$, $\Delta P_х$, $I_х$, $u_к$, где $\Delta P_к$ — потери короткого замыкания; $\Delta P_х$ — потери холостого хода; $I_х$ — ток холостого хода; $u_к$ — напряжение короткого замыкания.

Для мощных силовых трансформаторов справедливы следующие соотношения:

$$\Delta P_{м,ном} = \Delta P_к;$$

$$\Delta P_с = \Delta P_х;$$

$$\Delta Q_{м,ном} \approx \frac{u_к\,(\%)\,S_{ном}}{100};$$

$$\Delta Q_с \approx \frac{I_х\,(\%)\,S_{ном}}{100},$$

где $\Delta P_{м,ном}$ и $\Delta Q_{м,ном}$ — потери активной и реактивной мощности в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке; $\Delta P_с$ и $\Delta Q_с$ — потери активной и реактивной мощности в стали трансформатора.

Потери активной мощности в стали не зависят от нагрузки трансформатора, а потери в обмотках (в меди или алюминии) прямо пропорциональны квадрату нагрузки:

$$\Delta P_м = \Delta P_{м,ном}\left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2 = \frac{S^2}{U^2}R_т; \qquad (3.5)$$

$$\Delta Q_м = \Delta Q_{м,ном}\left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2 = \frac{S^2}{U^2}X_т. \qquad (3.6)$$

Для n одинаковых, параллельно включенных трансформаторов

$$\Delta P_т = \Delta P_с n + \frac{1}{n}\Delta P_{м,ном}\left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2, \qquad (3.7)$$

где S — суммарная нагрузка всех трансформаторов; $S_{ном}$ — номинальная мощность одного трансформатора.

Потери активной мощности в трехобмоточных автотрансформаторах при условии, что номинальная мощность обмотки низшего напряжения составляет:

$$S_{НН,ном} = k_{тип}S_{ном},$$

где $k_{тип}$ — коэффициент типовой мощности (см. § 5.7), мо-

гут определяться по выражению, используемому для трехобмоточных трансформаторов:

$$\Delta P_{ат} = \Delta P_{с} + \Delta P_{м,ВН}\left(\frac{S_{ВН}}{S_{ном}}\right)^2 + \Delta P_{м,СН}\left(\frac{S_{СН}}{S_{ном}}\right)^2 + \Delta P_{м,НН}\left(\frac{S_{НН}}{S_{ном}}\right)^2,$$

где потери мощности в отдельных эквивалентных обмотках, обозначаемых условно как ВН, СН, НН, отнесенные к номинальной мощности автотрансформатора, составляют:

$$\Delta P_{м,ВН} = 0{,}5\left(\Delta P_{В\text{-}С} + \frac{\Delta P_{В\text{-}Н}}{k^2_{тип}} - \frac{\Delta P_{С\text{-}Н}}{k^2_{тип}}\right);$$

$$\Delta P_{м,СН} = 0{,}5\left(\Delta P_{В\text{-}С} + \frac{\Delta P_{С\text{-}Н}}{k^2_{тип}} - \frac{\Delta P_{В\text{-}Н}}{k^2_{тип}}\right)$$

и

$$\Delta P_{м,НН} = 0{,}5\left(\frac{\Delta P_{В\text{-}Н}}{k^2_{тип}} + \frac{\Delta P_{С\text{-}Н}}{k^2_{тип}} - \Delta P_{В\text{-}С}\right).$$

В общем случае, когда

$$S_{НН,ном} \neq k_{тип} S_{ном},$$

в первом приближении можно принять:

$$\Delta P_{м,ВН} = 0{,}5\left(\Delta P_{В\text{-}С} + \frac{\Delta P_{В\text{-}Н} S^2_{ном}}{S^2_{НН,но}} - \frac{\Delta P_{С\text{-}Н} S^2_{ном}}{S^2_{НН,ном}}\right);$$

$$\Delta P_{м,СН} = 0{,}5\left(\Delta P_{В\text{-}С} + \frac{\Delta P_{С\text{-}Н} S^2_{ном}}{S^2_{НН,ном}} - \frac{\Delta P_{В\text{-}Н} S^2_{ном}}{S^2_{НН,ном}}\right);$$

$$\Delta P_{м,НН} = 0{,}5\left(\frac{\Delta P_{В\text{-}Н} S^2_{ном}}{S^2_{НН,ном}} + \frac{\Delta P_{С\text{-}Н} S^2_{ном}}{S^2_{НН,ном}} - \Delta P_{В\text{-}С}\right).$$

Потери энергии в электрических линиях. Потери энергии в электрических линиях можно определить через среднеквадратичный ток $I_{ср,кв}$ или через максимальный ток нагрузки и время наибольших потерь τ:

$$\Delta W_{л} = \int_0^t \Delta P_{л}(t)\,dt = \int_0^t 3I^2(t)\,R\,dt = 3I^2_{ср,кв} Rt = 3I^2_{max} R\tau. \qquad (3.8)$$

Обычно бывает известен график $P(t)$. По этому графику, зная $\cos\varphi(t)$, можно построить графики $I(t)$ и $I^2(t)$ и затем определить среднеквадратичный ток

$$I_{ср,кв} = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \ldots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}. \qquad (3.9)$$

При многоступенчатых графиках и при перспективном проектировании электрической сети нахождение $I_{ср,кв}$ затруднено. Потери энергии в этом случае определяют по максимальному току и времени наибольших потерь. Применительно к типовому двухступенчатому графику нагрузки был получен график $\tau = f(T_{max})$ при разных $\cos\varphi$, который представлен на рис. 3.4. Следует отметить, что $\tau \leqslant T_{max}$.

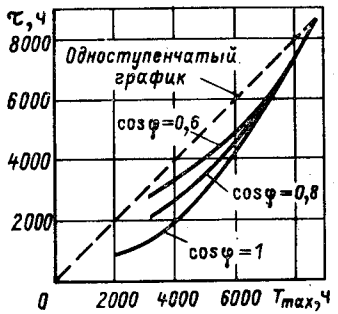


Рис. 3.4. График времени наибольших потерь

При компенсации перетоков реактивной мощности в сети синхронными компенсаторами или статическими источниками реактивной мощности, а также при реверсивном режиме передач активной и (или) реактивной мощности по линии подсчет потерь энергии следует производить с учетом реального изменения во времени перетоков активных и реактивных мощностей.

Потери энергии в трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta W_{т} = \Delta P_{с} t + \Delta P_{м,ном}\left[\left(\frac{S_1}{S_{ном}}\right)^2 t_1 + \left(\frac{S_2}{S_{ном}}\right)^2 t_2 + \ldots + \left(\frac{S_n}{S_{ном}}\right)^2 t_n\right] = \Delta P_{с} t + \Delta P_{м,ном}\left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 \tau, \qquad (3.10)$$

где $t = t_1 + t_2 + \ldots + t_n$; S_1, S_2, ..., S_n — нагрузки трансформатора в соответствующие периоды времени.

При m одинаковых параллельно включенных трансформаторах

$$\Delta W_{т} = m_1 \Delta P_{с} t_1 + \ldots + m_n \Delta P_{с} t_n + \ldots$$
$$\ldots + \frac{1}{m_1} \Delta P_{м,ном} \left(\frac{S_{1max}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_1 + \ldots + \frac{1}{m_n} \Delta P_{м,ном} \left(\frac{S_{n,max}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_n, \quad (3.11)$$

где m_1 и τ_1, m_n и τ_n — соответственно число включенных трансформаторов и время наибольших потерь для отрезков времени t_1 и t_n.

Потери энергии в автотрансформаторах определяются по выражению

$$\Delta W_{ат} = \Delta P_{с} t + \Delta P_{м,ВН} \left(\frac{S_{ВНmax}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_{ВН} +$$
$$+ \Delta P_{м,СН} \left(\frac{S_{СНmax}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_{СН} + \Delta P_{м,НН} \left(\frac{S_{ННmax}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_{НН}.$$

3.6. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

Выбор сечений проводников производится на основании технико-экономических расчетов по экономической плотности тока или по экономическим интервалам, а в отдельных случаях (например, выбор сборных шин электроустановок) — по допустимому нагреву в продолжительном режиме. В городских и сельских распределительных сетях сечение проводников может также выбираться по допустимым потерям напряжения или по минимуму расхода цветного металла.

Рассмотрим сначала методику определения экономического сечения проводников (проводов). Пусть имеем одноцепную линию электропередачи, причем известны максимальный ток I_{max}, напряжение U, коэффициент мощности $\cos\varphi$, время максимальных потерь τ, тариф (цена) электроэнергии $Ц_э$ и удельное сопротивление ρ или удельная проводимость γ материала проводов. Необходимо найти оптимальное сечение проводов $s_{опт}$ из условия, что расчетные затраты $З$ минимальны.

Расчетные затраты равны:

$$З = И + E_н K_л = И_{пот} + И_а + И_о + E_н K_л, \quad (3.12)$$

где $И$ — суммарные издержки; $И_{пот}$ — издержки, вызванные потерями энергии; $И_а$ — издержки на амортизацию;

$И_о$ — затраты на обслуживание; $K_л$ — капитальные вложения на сооружение линий, причем

$$K_л = (k_о + k_s s) l; \quad (3.13)$$

$k_о$ — удельная (на 1 км длины линии) стоимость опор и изоляторов, изысканий на трассе линии и т. п.; k_s — удельная стоимость линии, зависящая от сечения проводников;

$$И_а = \frac{p_а}{100} K_л = \frac{p_а}{100} (k_о + k_s s) l; \quad (3.14)$$

$p_а$ — норма амортизационных отчислений;

$$И_{пот} = \frac{3 I^2_{max} \rho l}{1000 s} \tau Ц_э. \quad (3.15)$$

В первом приближении можно принять, что $И_о$ постоянны.

Суммарная себестоимость передачи электроэнергии

$$C = \frac{p_а}{100} (k_о + k_s s) l + \frac{3 I^2_{max} \rho l}{1000 s} \tau Ц_э + И_о, \quad (3.16)$$

а расчетные затраты

$$З = \frac{p_а + E_н}{100} (k_о + k_s s) l + \frac{3 I^2_{max} \rho l}{1000 s} \tau Ц_э + И_о. \quad (3.17)$$

Зависимость составляющих расчетных затрат от сечения показана на рис. 3.5.

Найдем условие минимума затрат:

$$\frac{dЗ}{ds} = 0 = \frac{(p_а + E_н) k_s l}{100} - \frac{3 I^2_{max} \rho l}{1000 s^2} \tau Ц_э,$$

откуда получим, что оптимальное сечение равно:

$$s_{опт} = \sqrt{\frac{3 I^2_{max} \rho \tau Ц_э}{10 (p_а + E_н) k_s}}. \quad (3.18)$$

Искомая экономическая плотность тока составляет:

$$J_{эк} = \frac{I_{max}}{s_{опт}} = \sqrt{\frac{10 (p_а + E_н) k_s}{3 \rho \tau Ц_э}}. \quad (3.19)$$

Значения экономических плотностей тока установлены ПУЭ и указаны в табл. 3.2. Следует отметить, что эти плот-

ности тока значительно ниже плотностей тока, принимаемых при расчетах электрических машин.

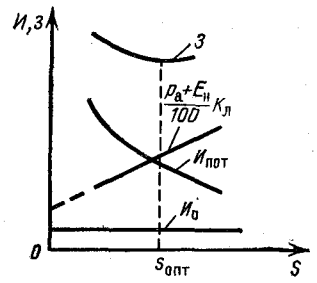


Рис. 3.5. Определение оптимального сечения проводников

Если экономическая плотность тока $J_{эк}$ известна, то экономичное сечение проводников электрических линий находится по выражению

$$s_{эк} = \frac{I_{расч,норм}}{J_{эк}} = s_{опт}, \qquad (3.20)$$

где $I_{расч,норм}$ — расчетный ток линии в нормальном режиме, т. е. наибольший рабочий ток линии в нормальном продолжительном режиме работы.

Таблица 3.2

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм², при T_{max}, ч		
	1000—3000	3000—5000	выше 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Примечания: 1. Таблица составлена на основании данных ПУЭ.
2. Для изолированных проводов сечением до 16 мм² плотности тока принимаются на 40 % выше указанных.

Для исполнения принимают ближайшее стандартное сечение проводников $s \approx s_{эк}$. С учетом характера изменения расчетных затрат вблизи точки $s_{опт}$ сечение проводников конкретной электрической линии может быть принято в зависимости от местных условий и шкалы стандартных сечений проводников как меньшим, так и несколько большим $s_{эк}$. Обычно полагают, что сечения проводников, отличающиеся от $s_{опт}$ на 5 % в ту или другую сторону, находятся в зоне равноэкономичности.

Выбранное сечение должно быть проверено по допустимому току в расчетном продолжительном режиме, а также на термическую стойкость при коротком замыкании. Правилами устройства электроустановок установлены следующие длительно допустимые температуры: для неизолированных проводников и шин +70 °С, для кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 3 кВ +80 °С, напряжением 6 кВ +65 °С, 10 кВ +60 °С, 20 и 35 кВ +50 °С. Расчетная температура окружающей среды для проводников и кабелей, проложенных на воздухе, принимается равной +25 °С, а для кабелей, проложенных в земле, +15 °С.

Определим допустимую по нагреву плотность тока в неизолированных проводниках, находящихся в воздухе.

Температура проводника

$$\vartheta = \vartheta_0 + \theta,$$

где ϑ_0 — температура воздуха, °С; θ — превышение температуры проводника над температурой воздуха, °С.

В установившемся режиме вся выделяемая в проводнике мощность Ф рассеивается в окружающую среду в основном лучеиспусканием $\Phi_л$ и конвекцией $\Phi_к$, т. е.

$$\Phi = \Phi_л + \Phi_к = I^2 r_а, \qquad (3.21)$$

где $r_а = r k_п k_б$ — активное сопротивление проводника; $k_п = \varphi\left(\sqrt{\frac{f}{r}}\right)$ — коэффициент поверхностного эффекта; $k_б$ — коэффициент близости.

Мощность, рассеиваемая лучеиспусканием,

$$\Phi_л = F_л q_л = F_л c \varepsilon \left(T^4 - T_0^4\right), \qquad (3.22)$$

где $F_л$ — поверхность лучеиспускания, см²; $c=5{,}7\cdot10^{-12}$ — коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела, Вт/(см²·град⁴); T и T_0 — соответственно температуры проводника и воздуха, К; $q_л$ — коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, Вт/см²; ε — степень черноты лучеиспускающей поверхности (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Материал	Степень черноты лучеиспускающей поверхности ε
Абсолютно черное тело	1,0
Алюминий окисленный	0,11
Алюминий полированный	0,04
Эмалевая краска	0,6—0,8
Медь окисленная	0,72
Сталь окисленная	0,79
Черный лак	0,87

Мощность, рассеиваемая с помощью конвекции,

$$\Phi_к = F_к q_к = F_к \cdot 1{,}81\cdot10^{-4}\beta\theta^{1{,}25}, \qquad (3.23)$$

где $F_к$ — поверхность теплоотдачи конвекцией, см²; $q_к$ — коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/см²; β — коэффициент, зависящий от высоты теплоотдающей поверхности и определяемый экспериментально для проводников различных сечений и их пространственного расположения.

Предельной длительно допустимой температуре соответствует мощность $\Phi_{доп}$. Из (3.21) допустимый ток

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{\Phi_{доп}}{r_а}} = \sqrt{\frac{F_л c\varepsilon\left(T^4 - T_0^4\right) + 1{,}81\cdot10^{-4}F_к\beta\theta^{1{,}25}}{r_а}}. \qquad (3.24)$$

Для проводов $F_л = F_к = F$; $k_п \approx 1$; $k_б \approx 1$.

При этом

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{F\left[c\varepsilon\left(T^4 - T_0^4\right) + 1{,}81\cdot10^{-4}\beta\theta^{1{,}25}\right]}{\frac{l}{\gamma s}}} =$$

$$= \sqrt{\frac{Fq\gamma s}{l}} = \sqrt{\pi d\gamma s q}, \qquad (3.25)$$

где $q=c\varepsilon(T^4-T_0^4)+1{,}81\cdot10^{-4}\beta\theta^{1{,}25}$; d — диаметр провода.

Допустимая плотность тока по условиям нагрева

$$J = \frac{I_{доп}}{s} = \sqrt{\frac{\pi dq\gamma}{s}} = \sqrt{\frac{4q\gamma}{d}}. \qquad (3.26)$$

Для кабелей плотность тока находится несколько иным путем с учетом характера теплоотдачи кабеля при том или ином виде изоляции.

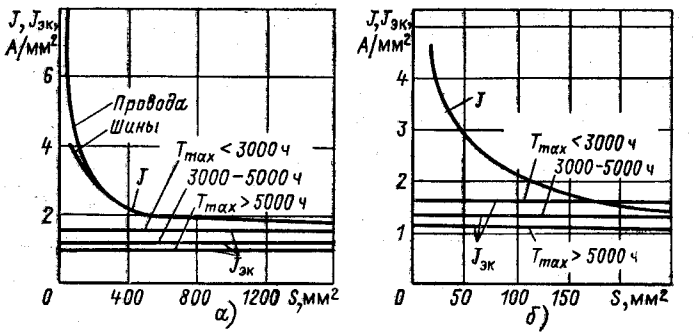


Рис. 3.6. Зависимости плотностей тока проводников от их сечения:
а — алюминиевые шины и провода марки АС; *б* — кабели 10 кВ с алюминиевыми жилами

С увеличением сечения проводников допустимая плотность тока по условиям нагрева уменьшается (рис. 3.6). Как видно, в области малых сечений $J > J_{эк}$.

Для кабелей до 10 кВ включительно допускается в условиях ликвидации аварии перегрузка до 30 % на время максимума нагрузки, но не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, если в нормальном режиме нагрузка кабеля не превышала 80 %. Это учитывают при определении сечения кабелей по условиям допустимого нагрева.

Если температура окружающего воздуха ϑ_0 отличается от номинальной $\vartheta_{0,ном}=25\,^{\circ}C$, то из условия:

$$\frac{I_{доп}}{I_{доп,ном}} = \sqrt{\frac{\theta}{\theta_{ном}}}$$

следует, что

$$I_{доп} = I_{доп,ном}\sqrt{\frac{\theta}{\theta_{ном}}}, \qquad (3.27)$$

где

$$\theta_{ном} = \vartheta_{доп} - \vartheta_{о,ном} = 70 - 25 = 45\ °C$$

и

$$\theta = 70 - \vartheta_{о}.$$

Выбор сечений проводов линий 330—750 кВ обычно производят по экономическим интервалам, т. е. по интервалам допустимых токов нагрузки линий дискретного сечения, получаемых из условия равенства расчетных затрат. При этом возможно более точно учесть технико-экономические параметры конкретной линии.

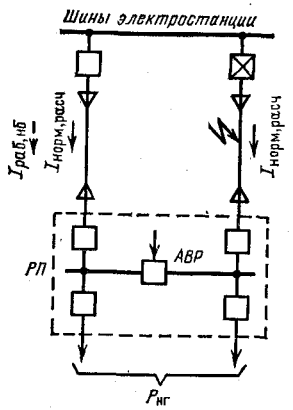


Рис. 3.7. Схема электроснабжения распределительного пункта

Пример. При заданной схеме электроснабжения (рис. 3.7) и нагрузке распределительного пункта (РП) $P_{нг\,max}=3000$ кВт, номинальном напряжении $U_{ном}=6$ кВ, $\cos\varphi_{нг}=0{,}9$ и $\tau=4500$ ч найти сечение кабелей, питающих распределительный пункт. Кабели с бумажной изоляцией и с алюминиевыми жилами прокладывают в земле.

Наибольший рабочий ток каждой линии в нормальном режиме составляет:

$$I_{норм,расч} = \frac{P_{нгmax}}{2\sqrt{3}\,U_{ном}\cos\varphi_{нг}} = \frac{3000}{2\cdot 1{,}73\cdot 6\cdot 0{,}9} = 160{,}5\ А.$$

По табл. 3.2 $J_{эк}=1{,}4$ А/мм², поэтому

$$s_{эк} = \frac{I_{норм,расч}}{J_{эк}} = \frac{160{,}5}{1{,}4} = 114{,}5\ мм^2.$$

Рассмотрим ближайшие стандартные сечения:

s, мм²	95	120	150	185
$I_{доп}$, А	225	260	300	340
J, А/мм²	2,37	2,16	2,0	1,84

Чтобы выполнить условие по допустимому нагреву

$$I_{доп} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб},$$

где $I_{прод,расч}$ — расчетный ток продолжительного режима; $I_{раб,нб}$ — наибольший (расчетный) рабочий ток линии в определяющем продолжительном (нормальном, ремонтном или послеаварийном) режиме, необходимо выбрать кабель сечением $s=185$ мм², для которого

$$I_{доп} = 340\ А > I_{раб,нб} = 321\ А.$$

С учетом допустимой перегрузки можно выбрать кабель сечением $s=120$ мм², так как для него $I_{доп,ав}=260\cdot 1{,}3=338$ А.

Рассмотрим далее, какое сечение кабеля в той же схеме надо было бы принять при $P_{нг\,max}=1500$ кВт и прочих одинаковых условиях:

$$I_{норм,расч} = \frac{1500}{2\cdot 1{,}73\cdot 6\cdot 0{,}9} = 80{,}25\ А$$

и

$$s_{эк} = \frac{80{,}25}{1{,}4} = 57{,}25\ мм^2.$$

Ближайшие стандартные сечения:

s, мм²	50	70
$I_{доп}$, А	155	190
J, А/мм²	3,1	2,72

Без учета допустимой перегрузки следует выбрать кабель сечением $s=70$ мм², для которого $I_{доп}=190\ А > I_{раб,нб}=160{,}5$ А.

Однако с учетом допустимой перегрузки можно выбрать кабель меньшего сечения: $s=50$ мм², для которого

$$I_{доп,ав} = 1{,}3\cdot 155 = 202\ А > I_{раб,нб} = 160{,}5\ А.$$

Выбранное сечение должно быть проверено на термическую стойкость при расчетном коротком замыкании в сети.

Результаты решения примера подтверждают лучшие условия охлаждения проводников меньшего сечения, для которых поэтому допускается большая плотность тока.

3.7. ПОНЯТИЕ О КАЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Под качеством электроэнергии понимается степень соответствия напряжения и частоты в сети их нормированным значениям. ГОСТ 13109—67* на качество электроэнергии

для сетей трехфазного переменного тока нормирует нижеприведенные величины.

Для напряжения:

а) отклонение напряжения (при скорости изменения напряжения менее 1 % в секунду), %:

$$qU = V = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100; \qquad (3.28)$$

б) колебания напряжения (при скорости изменения напряжения не менее 1 % в секунду), %:

$$pU = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} 100; \qquad (3.29)$$

в) несинусоидальность формы кривой напряжения, %:

$$k_y = \frac{U_{y\Sigma}}{U_1} 100, \qquad (3.30)$$

где

$$U_{y\Sigma} = \sqrt{\sum_{y=2}^{\infty} U_y^2}; \qquad (3.31)$$

U_y — напряжение y-й гармоники; U_1 — напряжение основной частоты.

Если $k_y \leqslant 5$ %, то форма кривой напряжения считается практически синусоидальной. При определении степени несинусоидальности напряжения достаточно учесть высшие гармоники по 13-ю включительно;

г) несимметрия напряжения, %:

$$k_2 = \frac{U_2}{U_{ф,ном}} 100 = \frac{|U_A + a^2 U_B + a U_C|}{\sqrt{3}\, U_{ном}} 100, \qquad (3.32)$$

где U_2 — напряжение обратной последовательности основной частоты.

Если $k_2 \leqslant 1$ %, то система считается практически симметричной;

д) смещение нейтрали, %:

$$k_0 = \frac{U_0}{U_{ф,ном}} 100 = \frac{|(U_A + U_B + U_C)|}{\sqrt{3}\, U_{ном}} 100. \qquad (3.33)$$

Для частоты:

а) отклонение частоты (в интервале за 10 мин), %:

$$qf = \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}} 100; \qquad (3.34)$$

б) колебания частоты (при скорости изменения частоты не менее 0,2 Гц/с), %:

$$pf = \frac{f_{max} - f_{min}}{f_{ном}} 100. \qquad (3.35)$$

3.8. ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Качество электроэнергии существенно влияет на работу различных электроприемников. Рассмотрим отдельные группы электроприемников.

Нагревательные приборы, печи сопротивления. Потребляемая мощность однофазного приемника составляет:

$$\Delta P = I^2 R = \frac{U^2}{R}; \qquad (3.36)$$

потребляемая мощность трехфазного приемника

$$\Delta P = 3I^2 R = 3\left(\frac{U}{\sqrt{3}R}\right)^2 R = \frac{U^2}{R}. \qquad (3.37)$$

Как видно, потребляемая мощность пропорциональна квадрату приложенного напряжения. При снижении напряжения эффективность функционирования нагревательных элементов резко падает.

Лампы накаливания. Световой поток $\Phi_{св}$ и срок службы ламп T существенно зависят от приложенного напряжения, что видно из следующих экспериментально полученных данных:

U, %	90	95	100	105	110
$\Phi_{св}$, %	68	82	100	120	135
T, %	360	150	100	55	30

Люминесцентные лампы при $U = 1{,}1\, U_{ном}$ снижают срок службы на 20—25 %, а газоразрядные лампы при $U < 0{,}8\, U_{ном}$ не зажигаются. Электронно-лучевые трубки при $U < 0{,}95\, U_{ном}$ не дают качественного изображения.

Очень чувствительны к отклонениям напряжения радиостанции, узлы проводной связи, устройства автоматики и

т. д. Современные телевизоры без стабилизаторов напряжения могут работать при отклонении напряжения только в пределах от —5 до +10 %. Жесткие требования предъявляют они и к частоте (к отклонениям и колебаниям частоты).

Батареи статических конденсаторов. Реактивная мощность, выдаваемая конденсаторами, пропорциональна частоте и квадрату приложенного напряжения:

$$Q_к = \frac{U^2}{x_c} = U^2 \omega C = U^2 2\pi f C. \quad (3.38)$$

Конденсаторы очень чувствительны (по условиям нагрева) к наличию в сети высших гармоник.

Асинхронные электродвигатели. Для асинхронных двигателей можно принять:

$$U \approx E = 4{,}44\, w_1 f_1 k_w \Phi \cdot 10^{-8} = A f_1 \Phi \quad (3.39)$$

и

$$U_{ном} \approx E_{ном} = 4{,}44 w_1 f_{1ном} k_w \Phi_{ном} \cdot 10^{-8} = A f_{1ном} \Phi_{ном}, \quad (3.40)$$

где w_1—число витков обмотки статора; f_1 — частота сети; k_w — обмоточный коэффициент; Φ — магнитный поток машины.

Тогда

$$\frac{U}{U_{ном}} = \frac{f_1 \Phi}{f_{1ном} \Phi_{ном}} \quad (3.41)$$

и

$$k_\Phi = \frac{\Phi}{\Phi_{ном}} = \frac{U/U_{ном}}{f_1/f_{1ном}} = \frac{k_U}{k_f}. \quad (3.42)$$

Отсюда следует, что изменения напряжения и частоты в электрической сети влияют на магнитный поток асинхронных машин в противоположных направлениях. Рассмотрим некоторые зависимости.

Скольжение асинхронного двигателя

$$s = \frac{n_1 - n_2}{n_1}, \quad (3.43)$$

где n_1 — частота вращения поля статора; n_2 — частота вращения ротора, которая равна:

$$n_2 = n_1 (1 - s). \quad (3.44)$$

Соответственно частота тока ротора:

$$f_2 = s f_1. \quad (3.45)$$

Электромагнитная мощность, передаваемая через воздушный зазор, равна, отн. ед.:

$$P_{эм} = M n_1. \quad (3.46)$$

где M — электромагнитный момент.

Электромагнитный момент уравновешивается тормозным моментом (моментом сопротивления) $M_c = M$. При этом механическая мощность на валу электродвигателя определяется выражением:

$$P_2 = M_c n_2 = M (1 - s) n_1 = P_{эм} (1 - s). \quad (3.47)$$

Потери в роторе

$$\Delta P_2 = P_{эм} - P_2 = s P_{эм}. \quad (3.48)$$

Электромагнитная мощность асинхронной машины

$$P_{эм} = 3 \overset{\circ}{I}{}_2^2 \frac{\overset{\circ}{r}{}_2 (s)}{s}, \quad (3.49)$$

где $\overset{\circ}{I}_2$ и $\overset{\circ}{r}_2$ — ток ротора и активное сопротивление обмотки ротора, приведенные к обмотке статора.

Из условия

$$\frac{dP_{эм}}{ds} = 0$$

определяются максимальное значение электромагнитной мощности $P_{эм\,max}$ и соответствующий ей максимальный момент M_{max}. Они будут иметь место при скольжении $s = s_{кр}$, которое называется критическим. Интересно отметить, что при этом индуктивная и активная составляющие входного сопротивления двигателя численно равны.

В дальнейшем воспользуемся приближенными выражениями:

$$P_{эм max} \approx \frac{U^2}{2x_к}; \quad (3.50)$$

$$s_{кр} \approx \frac{\overset{\circ}{r}_2}{x_к}; \quad (3.51)$$

$$m = \frac{M}{M_{ном}} \approx \frac{2b}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s}}, \quad (3.52)$$

где $b = M_{max}/M_{ном}$ и $x_к$ — индуктивное сопротивление двигателя при неподвижном роторе.

При $s = 1$ имеем пусковой момент; его относительное значение составляет:

$$m_п = \frac{M_п}{M_{ном}} \approx \frac{2b}{\frac{1}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{1}} = \frac{2bs_{кр}}{1 + s_{кр}^2} \approx 2bs_{кр}. \quad (3.53)$$

Как изменяются указанные величины при изменении напряжения и частоты в сети?

Используя полученные выше выражения, находим:

$$P_{эмmax} = P_{эмmax,ном} \frac{k_U^2}{k_f} \sim \frac{k_U^2}{k_f}; \quad (3.54)$$

$$b \sim \frac{k_U^2}{k_f^2}, \quad (3.55)$$

так как из (3.46)

$$M = \frac{P_{эм}}{n_1}.$$

Далее

$$\frac{s_{кр}}{s_{кр,ном}} = \frac{1}{k_f}, \quad (3.56)$$

поэтому

$$m_п \sim \frac{k_U^2}{k_f^3}. \quad (3.57)$$

Очевидно, что при $k_U = k_f$

$$m_п \sim \frac{1}{k_f}. \quad (3.58)$$

Изменение механических характеристик асинхронного двигателя при изменении напряжения и частоты показано соответственно на рис. 3.8 и 3.9, а изменение механических характеристик при одновременном совместном пропорциональном изменении напряжения и частоты — на рис. 3.10. Из последнего рисунка следует, что можно получить благоприятные условия пуска двигателя с механизмом при пониженном напряжении и пониженной частоте, что и используется в установках с частотным пуском.

Моменты сопротивления разнотипных механизмов различны. Для большинства механизмов механическую характеристику можно выразить так:

$$m_с = m_{с1} + (m_{с0} - m_{с1})(1 - s)^2, \quad (3.59)$$

где $m_{с1}$ — момент сопротивления при $s = 1$; $m_{с0}$ — момент сопротивления при $s = 0$, причем $m_{с0} \approx m_{с,ном}$.

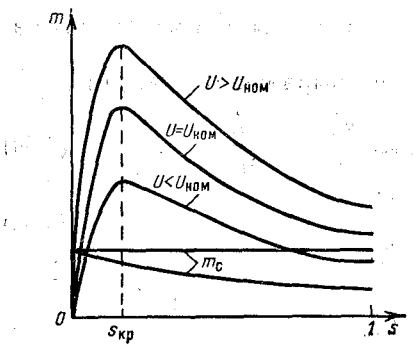


Рис. 3.8. Изменение механической характеристики асинхронного двигателя при изменении напряжения и неизменной частоте

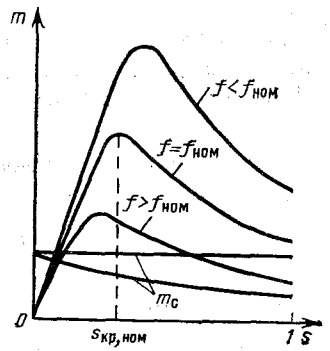


Рис. 3.9. Изменение механической характеристики асинхронного двигателя при изменении частоты и неизменном напряжении

Для большинства механизмов центробежного типа (за исключением насосов, работающих с большим статическим напором)

$$m_с = m_{с0}[0{,}15 + 0{,}85(1 - s^2)]. \quad (3.60)$$

Кривые на рис. 3.8 и 3.9 наглядно показывают влияние изменения напряжения и частоты на режим работы двигателя при разных механических характеристиках механизма. При этом следует иметь в виду, что производительность большинства механизмов прямо пропорциональна частоте вращения и, следовательно, частоте сети, поэтому предъявляются достаточно жесткие требования к качеству электроэнергии. Снижение качества электроэнергии в энергоси-

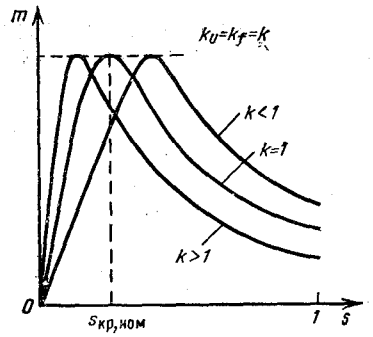


Рис. 3.10. Изменение механической характеристики асинхронного двигателя при пропорциональном изменении напряжения и частоты

стеме ведет к существенному народнохозяйственному ущербу. При оценке вляния качества электроэнергии на работу электроприемников следует также учитывать регулирующий эффект нагрузки (см. гл. 2): потребление ею активной и реактивной мощности изменяется при изменении подведенного напряжения.

3.9. НОРМЫ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ГОСТ 13109—67 * устанавливает определенные нормы на качество электроэнергии. Так, допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников лимитируются значениями, указанными в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Условия работы	Допустимые отклонения напряжения на зажимах различных электроприемников, %		
	электродвигателей	ламп внутреннего рабочего освещения и прожекторных установок	остальных электроприемников
Нормальный режим	$-5 \div +10$	$-2{,}5 \div +5$	∓ 5
Послеаварийный режим	$-10 \div +10$	$-7{,}5 \div +5$	$-10 \div +5$

На шинах электрических станций и подстанций обычно обеспечивается встречное регулирование напряжения в пределах $0 \div +5$ %. В центрах питания производится встречное регулирование напряжения в пределах $0 \div +10$ %.

На зажимах осветительных ламп и радиоприборов допускают колебания напряжения, не превышающие

$$pU = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10}, \qquad (3.61)$$

где n — число колебаний в час; Δt — средний за час интервал между последующими колебаниями, мин.

Для приемников с ударной нагрузкой допускаются колебания напряжения до 1,5 % при неограниченной частоте. Для остальных приемников электроэнергии колебания напряжения не нормируются.

Согласно ГОСТ 13109—67 * в нормальном режиме допускается отклонение частоты в пределах $\pm 0{,}1$ Гц. При этом расхождение между астрономическим и синхронным временем (т. е. временем, получаемым от электрических часов с синхронным двигателем, подключенным к сети) не должно превышать ± 2 мин. Указанные нормативы на частоту не распространяются на период послеаварийного режима.

Несимметрия напряжения, подводимого к любому электроприемнику, не должна превышать 2 %; на зажимах асинхронных электродвигателей допустима большая несимметрия, но при условии, что с учетом других факторов (отклонение напряжения, несинусоидальность напряжения) не возникает перегрева двигателя при данном коэффициенте загрузки.

Несинусоидальность напряжения на зажимах любого электроприемника, особенно при наличии газоразрядных ламп, не должна превышать 5 %. Лишь на зажимах асинхронных электродвигателей допустима большая несинусоидальность, если с учетом других влияющих факторов не возникает перегрева двигателей.

В трехфазных электрических сетях с однофазными электроприемниками возникает смещение нейтрали; оно допустимо, если с учетом других влияющих факторов (отклонение напряжения, несинусоидальность и несимметрия напряжения) действующие значения напряжений не выходят за пределы, установленные для отклонений напряжения.

ГОСТ требует, чтобы напряжение, подводимое к электроприемникам, не содержало субгармонических составляющих.

Если изменение отдельных показателей качества электроэнергии носит случайный характер, то требования ГОСТ распространяются на те из них, которые в течение месяца имеют интегральную вероятность не менее 95 %.

3.10. ПАДЕНИЯ И ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ

В нагруженных электрических линиях и трансформаторах возникают падения и потери напряжения.

Рассмотрим электрическую линию с нагрузкой на конце. Согласно упрощенной (без учета проводимостей на землю) векторной диаграмме напряжений и токов этой линии, представленной на рис. 3.11, можно записать

$$|\dot{U}_1 - \dot{U}_2| = |I\underline{Z}| = \sqrt{(IR)^2 + (Ix)^2} = \sqrt{(\Delta U)^2 + (\delta U)^2}. \quad (3.62)$$

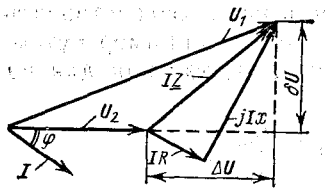


Рис. 3.11. Векторная диаграмма напряжений и токов электрической линии

Геометрическая разность напряжений в начале и в конце линии называется падением напряжения, а составляющие ΔU и δU — соответственно продольной и поперечной составляющими падения напряжения. Арифметическая разность напряжений в начале и конце линии называется потерей напряжения. Из векторной диаграммы следует

$$|\dot{U}_1| - |\dot{U}_2| \approx \Delta U. \quad (3.63)$$

Для потребителей важно обычно не падение или потеря напряжения, а отклонение напряжения, %,

$$V = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100.$$

Из векторной диаграммы рис. 3.11 следует

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}. \quad (3.64)$$

Поскольку

$$\Delta U_ф = IR\cos\varphi + Ix\sin\varphi = \frac{PR}{\sqrt{3}U} + \frac{Qx}{\sqrt{3}U},$$

то

$$\Delta U = \sqrt{3}\,\Delta U_ф = \frac{PR + Qx}{U}. \quad (3.65)$$

Аналогично

$$\delta U_ф = Ix\cos\varphi - IR\sin\varphi = \frac{Px}{\sqrt{3}U} - \frac{QR}{\sqrt{3}U}$$

и

$$\delta U = \sqrt{3}\delta U_ф = \frac{Px - QR}{U}. \quad (3.66)$$

Для снижения потерь напряжения принципиально возможны следующие пути: увеличение напряжения U или уменьшение P, Q, R, x. Реально можно воздействовать только на изменение U и Q и частично, например путем расщепления проводов, на изменение x, так как для воздушных электрических линий

$$x = 0{,}145\lg\frac{D_{ср}}{r_{эк}}, \quad (3.67)$$

где $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; $r_{эк}$ — эквивалентный радиус провода.

Снижения потерь напряжения можно также добиться путем продольной компенсации реактивного сопротивления линии. Следует отметить, что при малых сечениях проводов в формуле (3.65) определяющим является член PR, а при больших — Qx.

В качестве примера возьмем две воздушные электрические линии с проводами марок АС-35 и АС-240. При передаче по каждой линии мощности, численно равной одной условной единице ($P=1$), при $\cos\varphi = 0{,}8$ ($Q=0{,}75$) будем иметь:

для провода марки АС-35

$$\Delta U = \frac{1\cdot 0{,}91 + 0{,}75\cdot 0{,}42}{U} = \frac{0{,}91 + 0{,}3}{U},$$

а для провода марки АС-240

$$\Delta U = \frac{1\cdot 0{,}13 + 0{,}75\cdot 0{,}4}{U} = \frac{0{,}13 + 0{,}3}{U}.$$

При крупных сечениях проводов дополнительное увеличение сечения не может дать заметного снижения ΔU.

3.11. СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Регулирование напряжения в электрических сетях энергосистем осуществляется синхронными машинами (генераторами, компенсаторами, электродвигателями), силовыми и регулировочными трансформаторами, регулируемыми батареями статических конденсаторов, различного рода статическими источниками реактивной мощности (ИРМ), а также путем использования тех или иных схемных решений.

Регулирование напряжения изменением напряжения на электростанциях. На шинах электростанций должно обеспечиваться встречное регулирование напряжения в пределах (1—1,05) $U_{ном}$. Однако такое регулирование часто недостаточно для поддержания нужного качества напряжения во всех точках электрической сети: для удаленной нагрузки потеря напряжения в часы максимума может достигать 30—40 %. Если, например, принять соотношение минимальной и максимальной нагрузок $S_{min}/S_{max}=0{,}3$, то $\Delta U_{min}=30\cdot 0{,}3=9$ %.

При использовании на электростанции возможного регулировочного диапазона в 5 % общий размах колебаний напряжения у удаленного потребителя будет составлять 30—9—5=16 %, тогда как обычно у потребителя допускается отклонение напряжения ±5 %, т. е. размах колебаний в 10 %. Учитывая сказанное, данный способ регулирования напряжения можно применять только в случае короткой сети, питаемой от шин генераторного напряжения.

Рассмотрим, как меняется режим работы генератора при изменении только тока возбуждения или только активной мощности за счет изменения вращающегося момента на валу.

Из векторной диаграммы неявнополюсной машины, работающей на шины неизменного по амплитуде напряжения (рис. 3.12), следует:

$$I(x_d + x_{вш})\cos\varphi = Ix_\Sigma\cos\varphi = E\sin\delta,$$

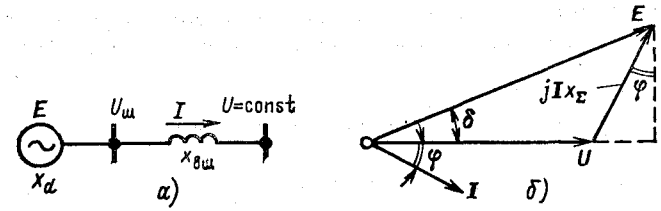


Рис. 3.12. Работа неявнополюсного генератора на шины неизменного напряжения:

а — поясняющая схема; *б* — векторная диаграмма

откуда

$$I\cos\varphi = \frac{E\sin\delta}{x_\Sigma}.$$

Но

$$P = UI\cos\varphi,$$

поэтому

$$P = \frac{UE}{x_\Sigma}\sin\delta \sim E\sin\delta. \qquad (3.68)$$

1-й случай. Если при постоянной активной нагрузке генератора осуществляется изменение тока возбуждения (рис. 3.13), то его увеличение приводит к возрастанию E, φ, Q и $U_ш$ и уменьшению $\sin\delta$, а его уменьшение ведет к

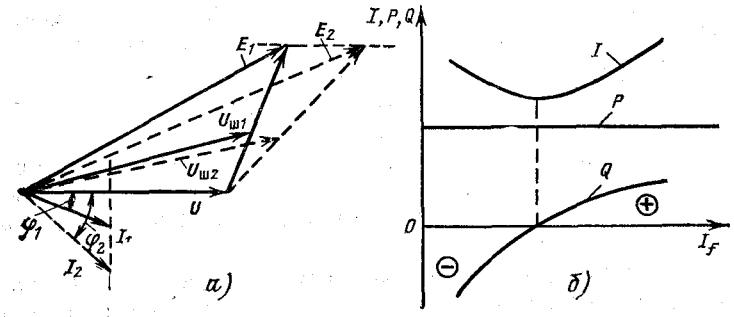


Рис. 3.13. Режим генератора при изменении тока возбуждения:

а — векторная диаграмма; *б* — изменение тока статора, активной и реактивной мощностей

изменению всех величин в обратном направлении при условии, что угол φ остается отстающим.

2-й случай. Если активная мощность генератора изменяется, а его ток возбуждения остается неизменным, то

$$P \sim \sin\delta.$$

При увеличении активной мощности генератора увеличивается $\sin\delta$ и уменьшаются φ, Q и $U_ш$, как показано на рис. 3.14. При уменьшении активной мощности φ, Q и $U_ш$, наоборот, возрастают.

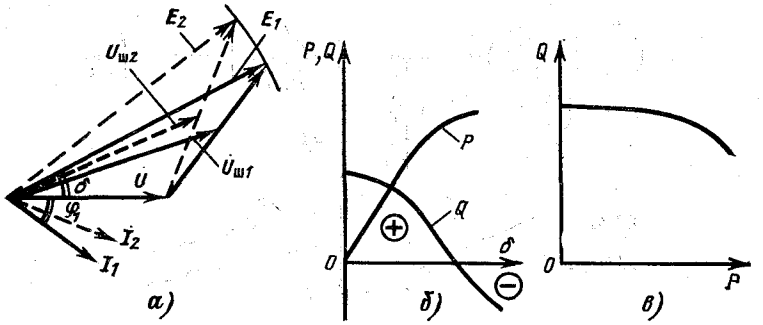


Рис. 3.14. Режим генератора при изменении момента на валу:

а — векторная диаграмма; *б* — зависимость активной и реактивной мощностей от угла δ; *в* — зависимость реактивной мощности от активной

Рассмотренные идеализированные случаи наглядно иллюстрируют взаимосвязь параметров режима генератора, работающего параллельно с электрической сетью энергосистемы. Регулируя в допустимых пределах ток возбуждения генераторов, изменяют значение выдаваемой ими реактивной мощности и тем самым поддерживают заданный режимом работы энергосистемы уровень напряжения на шинах электростанций.

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации силовых трансформаторов. Различают повышающие и понижающие трансформаторы. В зависимости от типа трансформатора подбирается его номинальный коэффициент трансформации, определяемый как отношение напряжений основных выводов при холостом ходе трансформатора.

Рассмотрим схему, представленную на рис. 3.15, *а*. Потеря напряжения в линиях при расчетной нагрузке обычно составляет около 10 %. Поэтому в начале линии поддерживается напряжение $\sim 1{,}05\,U_{ном}$. При этом в конце линии оно может быть ниже номинального, например $0{,}95\,U_{ном}$ (рис. 3.15, *б*).

У повышающих трансформаторов *Т1* основной вывод обмотки НН рассчитывается на $U_{г,ном} = 1{,}05\,U_{сети,ном}$ или $U_{сети,ном}$, а основной вывод обмотки ВН — на $1{,}1\,U_{сети,ном}$ (в сетях 330—750 кВ основной вывод рассчитывается на

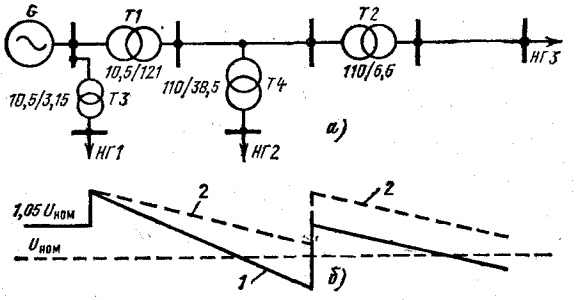


Рис. 3.15. Изменение напряжения в электрической сети при изменении нагрузки:

а — поясняющая схема; *б* — изменение напряжений; *1* — при максимальной нагрузке; *2* — при минимальной нагрузке

$1{,}05\,U_{сети,ном}$). У понижающих трансформаторов *Т2*, *Т3*, *Т4* обмотка ВН имеет основной вывод, рассчитанный на $U_{г,ном}$ или $U_{сети,ном}$, а обмотка НН — $1{,}1\,U_{сети,ном}$ или $1{,}05\,U_{сети,ном}$ (в случае короткой сети, например, сети собственных нужд электростанций).

Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов изменением числа витков обмоток может производиться либо при отключенном положении трансформатора (переключение без возбуждения ПБВ), либо под нагрузкой с помощью специального регулировочного устройства (регулирование под нагрузкой РПН).

Система ПБВ ($\pm 2\times 2{,}5$ % или ± 5 %) используется в основном на трансформаторах напряжением до 35 кВ. Ее частично используют и на трансформаторах более высокого класса напряжения, например на стороне среднего на-

пряжения трехобмоточных трансформаторов, она предпочтительна и для блочных силовых трансформаторов электростанций. Большинство сетевых трансформаторов выпускается с системой РПН ±(10—16) % [±(6—9) ступеней]. У автотрансформаторов регулирование ведется со стороны выводов среднего напряжения.

Основные недостатки трансформаторов с РПН заключаются в их повышенной стоимости (такие трансформаторы на 20—25 % дороже трансформаторов без РПН), пока еще недостаточно надежной работе регулировочных устройств и в дополнительных трудностях в обеспечении электродинамической стойкости трансформаторов к сквозным токам короткого замыкания.

Регулирование напряжения с помощью специальных регулировочных трансформаторов. Существует несколько схем включения регулировочных трансформаторов (линейных и последовательных). Схемы, показанные на рис. 3.16, *а* и *б*, чаще используются в электрических сетях, а схема, представленная на рис. 3.16, *в*, — на электростанциях.

В зависимости от группы соединений силового и регулировочного трансформаторов можно получить продольное или поперечное регулирование напряжения. Продольное регулирование напряжения в основном ведет к изменению перетоков реактивных мощностей, а поперечное — активных мощностей. Последнее поэтому используют для принудительного перераспределения активных мощностей в электрических сетях. Такое перераспределение необходимо, например, в неоднородных сетях, т. е. в сетях с неоди-

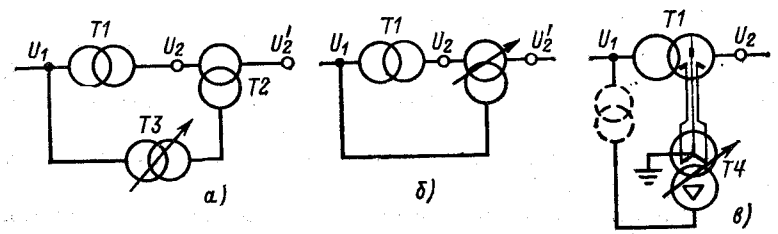


Рис. 3.16. Схемы включения регулировочных трансформаторов:

Т1 — силовой трансформатор; *Т2* — линейный регулировочный трансформатор; *Т3* — питающий трансформатор; *Т4* — последовательный регулировочный трансформатор

наковым отношением индуктивных и активных сопротивлений элементов, если параллельно включены линии разного напряжения. Ввиду того, что у элементов сети более высокого напряжения неоднородность сети $\varepsilon = x/R$ может быть больше, чем у элементов сети более низкого напряжения, активные мощности по сетям распределяются так, что недопустимо загружается сеть более низкого напряжения, а сеть более высокого напряжения разгружается. Поэтому в данных условиях требуется принудительное перераспределение активных мощностей.

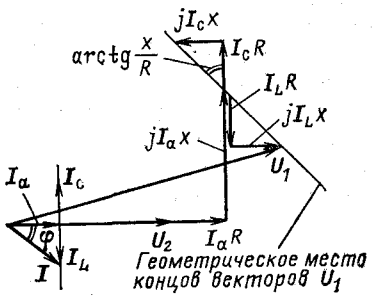


Рис. 3.17. Векторная диаграмма напряжений и токов электрической линии при изменении ее реактивной нагрузки

Регулирование напряжения изменением перетоков реактивных мощностей. Если в линии электропередачи с сосредоточенной нагрузкой на конце поддерживаются неизменными напряжение U_2 и активная нагрузка P, а реактивная нагрузка Q изменяется, то, как видно из (3.65), изменяется и падение напряжения в линии. При этом конец вектора напряжения в начале линии $\dot{U}_1$ скользит по прямой (см. векторную диаграмму на рис. 3.17).

Заметим, что не всегда $|U_1| > |U_2|$. Так, например, в случае работы длинной электрической линии, обладающей большой распределенной емкостью, вхолостую имеет место неравенство $|U_1| < |U_2|$, как это видно из рис. 3.18, *б*. Если же линию нагрузить (рис. 3.18, *в*), то окажется, как обычно, $|U_1| > |U_2|$.

Изменения перетоков реактивной мощности по линии можно добиться установкой у потребителя синхронных компенсаторов или батарей статических конденсаторов. Необходимая мощность компенсирующих устройств находится следующим образом. При отсутствии и наличии ком-

пенсирующего устройства напряжения U_2 и U_1 связаны соотношениями:

$$U_1 = U_2 + \frac{PR + Qx}{U_2}$$

и

$$U_1 = U_{2ж} + \frac{PR + (Q - Q_{с.к})x}{U_{2ж}},$$

где $U_{2ж}$ — желаемое напряжение при подключении компенсирующего устройства.

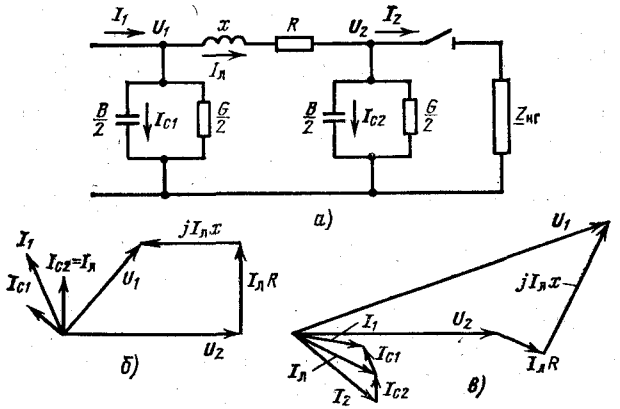


Рис. 3.18. Режимы работы длинной электрической линии:

а — поясняющая схема; *б* — векторная диаграмма при работе линии вхолостую; *в* — векторная диаграмма при нагрузке линии

Если напряжение U_1 остается неизменным, то

$$U_{2ж} - U_2 + \frac{PR + Qx}{U_{2ж}} - \frac{Q_{с.к}x}{U_{2ж}} - \frac{PR + Qx}{U_2} = 0.$$

Напряжение $U_{2ж}$ мало отличается от U_2, поэтому

$$\frac{PR + Qx}{U_{2ж}} \approx \frac{PR + Qx}{U_2}.$$

При этом

$$Q_{с.к} \approx \frac{U_{2ж} - U_2}{x} U_{2ж}. \qquad (3.69)$$

На промышленных предприятиях мощность компенсирующих устройств часто выбирают не из условий поддержания нужного уровня напряжения, а из условия обеспечения высокого (бесштрафного и даже поощряемого) коэффициента мощности нагрузки. В этом случае

$$Q_{с.к} = P_{нг}(\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_{ж}). \qquad (3.70)$$

Сопоставим характеристики синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов.

Синхронные компенсаторы	*Батареи статических конденсаторов*
1. Изменяют реактивную мощность при изменении тока возбуждения, так как $Q = f(I_f)$. Реактивная мощность может меняться плавно и в широких пределах.	1. Изменяют реактивную мощность с изменением числа подключенных элементов, так как $Q = U^2\omega C$. Регулировка реактивной мощности возможна только ступенями.
2. Могут как выдавать, так и потреблять Q.	2. Только выдают Q.
3. Потребляют из сети активную мощность $\Delta P \approx 1{,}5 \div 5$ % от $Q_{уст}$	3. Потребляют из сети активную мощность $\Delta P \approx 0{,}3 \div 0{,}5$ % от $Q_{уст}$

Заводские стоимости (оптовые цены) батарей статических конденсаторов и синхронных компенсаторов примерно одинаковы и равны 3—6 руб/квар. Так, например, для синхронных компенсаторов типа КС-15000 стоимость равна 4,1 руб/квар, для компенсаторов типа КС-50000 — 3,6 руб/квар, а для батарей статических конденсаторов типа КМ2-6,3—4 руб/квар.

В последнее время как в СССР, так и за рубежом для изменения перетоков реактивных мощностей в электрической сети стали использовать статические источники реактивной мощности (ИРМ), состоящие обычно из батарей конденсаторов и регулируемых реакторов или батарей конденсаторов и управляемых тиристорных блоков, соединенных по определенным схемам, в зависимости от уровня номинального напряжения сети и требований к системе регулирования напряжения. Указанные устройства содержат

нелинейные элементы, что сказывается на качестве напряжения в сети и требует принятия мер по его поддержанию на необходимом уровне, особенно в части компенсации высших гармоник.

Регулирование напряжения путем изменения схемы сети. Некоторого, правда, ограниченного эффекта по регулированию напряжения в сети можно достичь путем использования различных схемных решений, состоящих в изменении эксплуатационных оперативных схем электрических соединений электростанций и подстанций. Переход к замкнутым и сложно-замкнутым схемам увеличивает жесткость сети и ведет к выравниванию уровней напряжений в различных узлах сети. Наоборот, переход от замкнутых схем к радиальным уменьшает жесткость сети и увеличивает падение и потерю напряжения в цепи от источника до потребителя. Так, в часы минимума нагрузки, когда в энергосистеме возможен избыток реактивной мощности и когда регулирующая способность компенсирующих устройств может оказаться недостаточной, можно, например, отключить одну из питающих нагрузку параллельных линий, увеличив тем самым падение и потерю напряжения в сети и сохранив у потребителя нормированный уровень напряжения. Данный способ уменьшает надежность электроснабжения потребителей и поэтому может применяться только в исключительных случаях.

Регулирование напряжения путем изменения сопротивления электрической сети. В ряде случаев регулирование напряжения можно осуществить путем компенсации индуктивного сопротивления питающей сети (рис. 3.19), используя установки продольной компенсации (УПК). Последние состоят из параллельно включенных батареи конденсаторов, коммутационного аппарата (выключателя или разъединителя) и аппарата для защиты батареи конденсаторов от возможных недопустимых перенапряжений. Этот способ эффективен, когда $\cos\varphi_{нг} \leqslant 0{,}6 \div 0{,}8$, а провода линий имеют большие сечения, так как при этом на потерю напряжения существенное влияние оказывает значение индуктивного сопротивления сети. Способ целесообразно использовать при ударной нагрузке, когда другие способы не дают нужного эффекта, а также при протяженных линиях, питающих удаленные узлы нагрузки (нефтепромыслы, торфоразработки, сельскохозяйственные потребители). Недостаток данного способа регулирования напряжения состоит в том, что его эффективность снижается при увеличении $\cos\varphi_{нг}$ и требуется достаточно сложный и дорогой комплекс УПК с конденсаторной батареей последовательного включения.

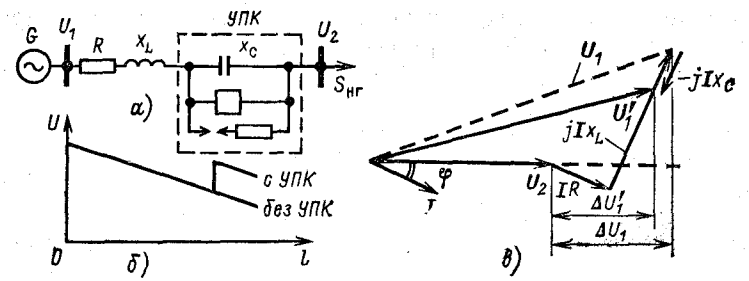


Рис. 3.19. Регулирование напряжения путем изменения сопротивления электрической сети:

а — поясняющая схема; *б* — изменение напряжения в сети; *в* — векторная диаграмма

Регулирование напряжения с помощью нелинейных устройств. В зарубежных и отечественных энергосистемах в последние годы внедряются различного рода и назначения нелинейные регулирующие устройства. Такие устройства могут использоваться для автоматического регулирования напряжения в сети. В качестве нелинейных элементов обычно применяют реакторы и управляемые тиристорные блоки. Схемы и характеристики некоторых нелинейных регулирующих устройств последовательного и параллельного включения приведены на рис. 3.20. В схеме рис. 3.20, *а* батарея конденсаторов включена последовательно с нелинейным насыщающимся реактором. При изменении нагрузки меняется ток линии и степень насыщения реактора. При этом суммарное (входное) сопротивление устройства нелинейно изменяется. Соответствующим подбором параметров батареи и реактора можно получить требуемый характер изменения суммарного сопротивления устройства (рис. 3.20, *б*).

В схеме рис. 3.20, *в* батарея конденсаторов и насыщающийся реактор включены параллельно. При изменении тока линии меняется степень насыщения реактора и соответственно значение входного сопротивления устройства, зави-

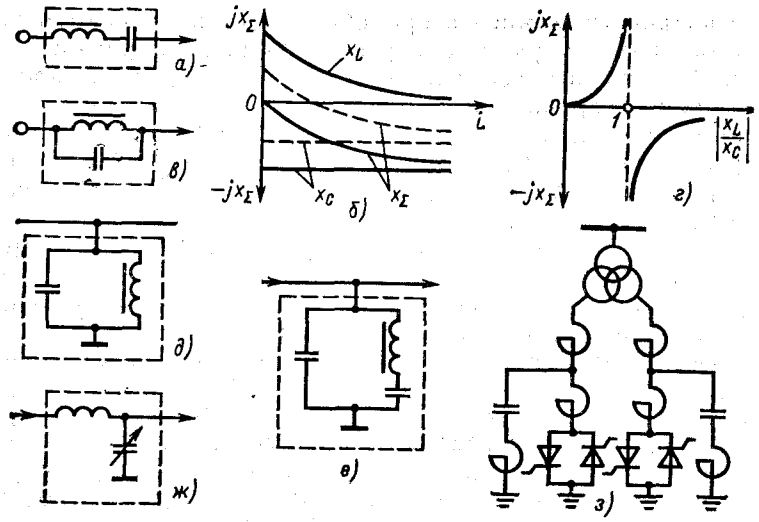


Рис. 3.20. Схемы нелинейных регулирующих устройств

сящее от соотношения сопротивлений параллельно включенных реактивных элементов (рис. 3.20, *г*). На рис. 3.20, *д* и *е* представлены схемы простейших ИРМ параллельного включения. Схема рис. 3.20, *ж* позволяет не только регулировать напряжение, но и ограничивать ток КЗ у потребителя. На рис. 3.20, *з* представлена одна из предложенных схем ИРМ для линии электропередачи 1150 кВ. Следует отметить высокую стоимость данного ИРМ.

Глава четвертая

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ И КОМПЕНСАТОРЫ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Выработка электроэнергии на электростанциях энергосистем осуществляется турбо- и гидрогенераторами. Турбогенераторы устанавливаются на КЭС, ТЭЦ и АЭС, гидрогенераторы — на ГЭС и ГАЭС. Роторы турбо- и гидрогенераторов приводятся во вращение соответственно паровыми и гидравлическими турбинами.

Синхронные компенсаторы обычно устанавливаются на подстанциях и служат для регулирования напряжения в сети. Синхронные компенсаторы по существу представляют собой синхронные двигатели, работающие на холостом ходу, с широким диапазоном изменения тока возбуждения. В режиме перевозбуждения компенсаторы выдают реактивную мощность в сеть, а в режиме недовозбуждения потребляют ее из сети.

Ввиду относительной простоты технологической схемы ГЭС гидрогенераторы легко могут быть переведены в режим синхронного компенсатора. При острой необходимости некоторые турбогенераторы также могут быть переведены в режим синхронного компенсатора. В последнее время на электростанциях СССР стал внедряться перевод турбогенераторов (пока мощностью до 200 МВт включительно) в моторный режим. При этом генератор остается сочлененным с турбиной. Такой режим используется по экономическим соображениям для сохранения в работе турбогенератора при значительном снижении нагрузки электростанции в выходные дни и в дни праздников. В моторном режиме турбогенераторы могут в зависимости от значения тока возбуждения как выдавать, так и потреблять реактивную мощность, т. е. выполнять функции синхронных компенсаторов. Перевод турбогенераторов в режим синхронного компенсатора значительно сложнее, чем гидрогенераторов, поэтому он применяется в исключительных случаях.

С увеличением мощностей генераторов и синхронных компенсаторов улучшаются их технико-экономические показатели (уменьшаются удельный расход проводниковых и ферромагнитных материалов, удельная стоимость и т. д.). Поэтому современные электроустановки, как правило, проектируются с крупными агрегатами. Предельно достигнутая к настоящему времени в СССР мощность турбогенераторов составляет 1200 МВт, гидрогенераторов — 640 МВт, синхронных компенсаторов — 320 МВ·А.

Турбогенераторы. Промышленность поставляет двухполюсные турбогенераторы мощностью 2,5; 4; 6; 12; 30; 50; 60 (63); 100; 150 (160); 200; 300; 500; 800; 1200 МВт. Номинальное напряжение генераторов принимается от 6,3 до 24 кВ, коэффициент мощности от 0,8 до 0,9. При этом номинальный ток составляет от 0,35 до 32 кА, КПД от 95,8

до 99,03 %, масса ротора от 3,5 до 100 т, общая масса турбогенератора (без возбудителя и фундаментных плит) от 16 до 600 т.

Дальнейшее увеличение единичной мощности турбогенераторов сдерживается трудностью получения надежных в работе цельнокованых или сварных роторов с большими массами (так как при больших диаметрах роторов и частоте вращения 3000 об/мин возникают бóльшие окружные скорости и соответственно бóльшие центробежные силы на поверхности роторов); транспортными габаритами статора; трудностью создания надежных систем возбуждения на номинальный ток ротора 8—12 кА. Выход из положения может быть найден, в частности, путем создания четырехполюсных турбогенераторов. У таких генераторов ротор механически менее напряжен, однако его масса значительно больше массы ротора двухполюсного турбогенератора такой же номинальной мощности, а масса поковок достигает 300—350 т. Предельная мощность двухполюсных турбогенераторов 1500 МВт; четырехполюсных — 2000—2500 МВт. По оценкам предельная мощность разрабатываемых машин новых типов — криотурбогенераторов может быть доведена до 4000—5000 МВт. В табл. 4.1 приведены прогнозные оценки предельных мощностей двухполюсных и четырехполюсных турбогенераторов по материалам фирмы Броун-Бовери.

Гидрогенераторы выпускаются мощностью от 8 до 640 МВт с номинальным напряжением от 3,15 до 15,75 кВ, номинальным током от 0,6 до 26 кА, массой ротора от 30

Таблица 4.1

Параметры	Значения при числе полюсов					
	2	2	4	4	4	4
Частота, Гц	60	50	60	60	50	50
Частота вращения, об/мин	3600	3000	1800	1800	1500	1500
Диаметр ротора, мм	1080	1280	1850	1850	2250	2250
Диаметр вала, мм	600	710	1150	1150	1400	1400
Длина вала ротора, м	10	11	16	13,6	18,5	15,6
Расстояние между подшипниками, м	14,58	16,64	23,4	21	27,5	24,6
Масса ротора, т	62	120	398	347	697	606
Номинальная мощность, МВт	1570	2220	4250	3600	6400	5400

до 935 т, общей массой генератора от 75 до 1790 т, диаметром ротора от 5 до 16 м. Гидрогенераторы являются многополюсными, а потому относительно тихоходными синхронными машинами. Частота их вращения обычно находится в диапазоне 50—250 об/мин (у отдельных типов генераторов до 500—600 об/мин). Поэтому при разработке гидроагрегатов предельных мощностей встают несколько иные проблемы, чем при разработке турбоагрегатов. Здесь важнейшими вопросами являются уменьшение осевого давления на подпятник генераторов, повышение быстроходности агрегатов, разработка надежных быстродействующих систем возбуждения, учет транспортных ограничений и т. п.

Наиболее крупными агрегатами, находящимися в эксплуатации, являются агрегаты мощностью 175 МВт с поворотно-лопастными турбинами и агрегаты мощностью 640 МВт с радиально-осевыми турбинами. Для проектируемых сибирских ГЭС разрабатываются агрегаты с поворотно-лопастными турбинами мощностью 300—600 МВт и агрегаты с радиально-осевыми турбинами мощностью 750—1000 МВт.

Синхронные компенсаторы в соответствии с ГОСТ 609—75 выпускаются мощностью 10; 16; 25; 32; 50; 100; 160 МВ·А. Их номинальные параметры находятся в следующих пределах: напряжение 6,6 — 15,75 кВ, ток статора 0,45—5,9 кА, частота вращения 1000 и 750 об/мин; масса ротора 8—110 т, общая масса 20—303 т. Разработаны синхронные компенсаторы мощностью 320 МВ·А.

4.2. СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ

Полная номинальная мощность электрической машины, кВ·А, может быть определена по выражению

$$S_{ном} = kAB_{\delta}D_1^2 l_1 n_{ном}, \qquad (4.1)$$

где $k=1{,}1$ — коэффициент; A — линейная нагрузка статора, А/см; B_{δ} — индукция в воздушном зазоре, Тл; D_1 — диаметр расточки статора, м; l_1 — длина активной стали статора, м; $n_{ном}$ — номинальная частота вращения, об/мин.

Линейная нагрузка определяется по выражению

$$A = I_{ном}\frac{N_п}{t_1}, \qquad (4.2)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток статора, А; $N_п$ — число эффек-

тивных проводников в пазу статора; t_1 — пазовое деление по окружности статора, см.

Диаметр ротора лишь незначительно меньше диаметра расточки статора и, что принципиально важно, не может быть существенно увеличен по условиям механической прочности ротора. Длина ротора примерно соответствует длине активной стали статора. У двухполюсных турбогенераторов вследствие ряда ограничений (вибрация, критические частоты вращения ротора, потери энергии, расход меди и т. п.) отношение длины ротора к его диаметру находится в достаточно узких пределах (6,5—3). У турбогенераторов предельных мощностей верхний предел этого отношения может быть равен 7—7,1. У четырехполюсных турбогенераторов указанное отношение не превышает 4,5—5.

В табл. 4.2 приведены данные о длине ротора, его диаметре, а также указаны отношения этих величин для ряда турбогенераторов.

Таблица 4.2

Номинальная мощность генераторов, МВт	Длина ротора, мм	Диаметр ротора, мм	Отношение длины ротора к его диаметру
150	3950	1000	3,95
200	4350—5100	1075	4,05—4,75
300	5800—6100	1075—1120	5,4—5,45
500	6200—6350	1120	5,5—5,65
1200	8000	1250	6,4

Расчетная индукция в воздушном зазоре различных по мощности генераторов принимается практически одинаковой и составляет 0,8—1 Тл.

Анализ выражения (4.1) показывает, что для увеличения мощности турбогенераторов необходимо увеличивать линейную нагрузку статора и пропорциональную ей линейную нагрузку ротора. Это влечет за собой увеличение плотности тока в проводниках обмоток статора и ротора, что допустимо только при повышении эффективности систем охлаждения генераторов. С этой целью был сделан переход от косвенных (поверхностных) систем охлаждения к непосредственным (внутрипроводниковым) и смешанным системам охлаждения. Вместо воздуха в качестве охлаждающей

среды стали применять более эффективные среды — водород, дистиллированную воду, трансформаторное масло. Характеристики сред при некоторых давлениях указаны в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Охлаждающая среда	Давление, МПа	Параметры охлаждающих сред по отношению к параметрам воздуха				
		Плотность	Объемная теплоемкость	Теплопроводность	Теплоотводящая способность	Объемный расход
Воздух	0,1	1	1	1	1	1
Водород	0,1	0,07	3	7,1	1,44	1
	0,2	0,14	3	7,1	2,75	1
	0,3	0,21	3	7,1	3	1
	0,4	0,28	3	7,1	4	1
Масло	0,1	848	1400	5,3	21	0,01
Вода	0,1	1000	3500	23	50	0,01

В эксплуатации находятся турбогенераторы разных серий, отличающиеся системами охлаждения:

серии Т — с косвенной замкнутой воздушной системой охлаждения (генераторы мощностью 2,5; 4; 6 и 12 МВт);

серии ТВ — с косвенной замкнутой системой охлаждения водородом давлением 0,105—0,2 МПа, нагнетаемым вентиляторами в воздушный зазор машины и далее проходящим через радиальные каналы статора к водяным газоохладителям (генераторы мощностью 30, 50, 60, 100 и 150 МВт);

серии ТВФ — с косвенным охлаждением статора и непосредственным охлаждением ротора водородом давлением 0,3 МПа (генераторы мощностью 60, 100, 120 и 200 МВт);

серии ТГВ — с непосредственным охлаждением статора и ротора водородом давлением 0,4 МПа (генераторы мощностью 200 и 300 МВт);

серии ТВВ — с непосредственным охлаждением статора водой и ротора водородом давлением 0,4 МПа

(генераторы мощностью 150, 200, 300, 500 и 800 МВт);

серии ТГВ — с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора водой, а сердечника статора — водородом (генераторы мощностью 500 МВт);

серии ТВМ — с непосредственным охлаждением обмотки и сердечника статора маслом, а ротора — водой (генераторы мощностью 60 и 300 МВт);

серии ТЗВ — с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора и сердечника статора водой (генераторы мощностью 800 и 1000 МВт).

Выпускаемые в настоящее время турбогенераторы, как правило, имеют ту или иную (в зависимости от мощности) непосредственную систему охлаждения. Способы охлаждения, практикуемые ЛПЭО «Электросила» имени С. М. Кирова, и давление водорода указаны в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Мощность турбогенератора, МВт	Способ охлаждения		
	обмотки ротора	обмотки статора	активной стали статора
50—200	Водород, непосредственно, 0,3 МПа	Водород, косвенно, 0,3 МПа	Водород, 0,3 МПа
150—800	Водород, непосредственно, 0,3—0,5 МПа	Вода, непосредственно	Водород, непосредственно, 0,4—0,6 МПа
Более 1000	Вода, непосредственно	Вода, непосредственно	Водород, 0,3 МПа
800—1000	Вода, непосредственно	Вода, непосредственно	Вода, непосредственно

Синхронные компенсаторы мощностью 5; 7,5; 15 и 30 МВ·А имеют косвенную воздушную систему охлаждения, а компенсаторы мощностью 37,5; 50; 75; 100 и 160 МВ·А — косвенную замкнутую систему охлаждения водородом давлением 0,2 МПа.

Гидрогенераторы имеют относительно большие геометрические размеры статора и ротора. Это затрудняет создание надежных систем уплотнений для сред, работающих со значительным перепадом давлений, и делает нецелесообразным применение водорода в качестве охлаждающей среды. Большинство гидрогенераторов выпускается с косвенной воздушной системой охлаждения. Мощные вертикальные гидрогенераторы выпускаются с непосредственным охлаждением обмотки статора водой и с форсированным охлаждением ротора воздухом. Ряд горизонтальных капсульных гидрогенераторов имеет непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора водой.

4.3. СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Синхронные машины в зависимости от их типа, номинальной мощности, частоты вращения ротора и других факторов оснащаются различными системами возбуждения.

К системам возбуждения предъявляются требования обеспечения нормированной кратности форсировки возбуждения и нормированной скорости нарастания напряжения возбуждения при форсировке. Под кратностью форсировки возбуждения понимают отношение предельного напряжения возбуждения синхронной машины в установившемся режиме $U_{f\text{пр,у}}$ (рис. 4.1) к номинальному напряжению возбуждения $U_{f\text{ном}}$. Скорость нарастания напряжения возбуждения определяется

$$v_f = 0{,}632\,\frac{U_{f\text{пр}} - U_{f\text{ном}}}{U_{f\text{ном}}\,t_1}, \qquad (4.3)$$

где t_1 — время нарастания напряжения возбудителя от номинального напряжения возбуждения синхронной машины до значения U'_f, равного

$$U'_f = U_{f\text{ном}} + 0{,}632\,(U_{f\text{пр}} - U_{f\text{ном}});$$

$U_{f\text{пр}}$ — максимальное значение напряжения возбуждения (рис. 4.1).

Требуется, чтобы кратность форсировки возбуждения у турбогенераторов и синхронных компенсаторов была не менее 2, у гидрогенераторов в зависимости от установленной системы возбуждения не менее 1,8—2. Скорость нарастания напряжения возбуждения у машин всех типов должна быть не менее 2 отн. ед. возб/с, причем все синхронные машины рассчитывают на работу с предельным током возбуждения длительностью до 50 с при косвенной системе охлаждения, до 30 с при непосредственном охлаждении

ротора и косвенном охлаждении статора и до 20 с при непосредственном охлаждении ротора и статора.

На практике для возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов используют: электромашинные системы возбуждения различного исполнения с приводом возбудителя (и подвозбудителя, если он имеется) от вала возбуждаемой машины; высокочастотные системы; тиристорные системы возбуждения со статическими полупроводниковыми выпрямителями; бесщеточные системы возбуждения с вращающимися полупроводниковыми выпрямителями.

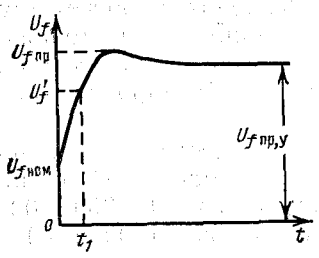


Рис. 4.1. Определение номинальной скорости нарастания напряжения возбудителя

Первоначально были разработаны и внедрены электромашинные системы возбуждения с возбудителями постоянного тока, работающими по системе самовозбуждения или независимого возбуждения (рис. 4.2, *а* и *б*). Ими оснащались генераторы мощностью до 100 МВт. Опыт эксплуатации показал, что эти системы имеют ряд существенных недостатков и не могут быть изготовлены для современных мощных генераторов и синхронных компенсаторов. Узкими местами этих систем, ограничивающими их мощность и надежность работы, являются два узла, а именно: контактные переходы от коллектора возбудителя к токосъемным щеткам и от токоподводящих щеток к контактным кольцам ротора. Наиболее жесткие ограничения накладывают условия коммутации и механическая прочность коллектора возбудителя. Исследования показали, что при окружной скорости коллектора 45 м/с, что соответствует предельным гарантированным для щеток условиям работы, максимальная мощность возбудителя (кВт) и его частота вращения (об/мин) связаны соотношением:

$$Pn \leqslant 2 \cdot 10^6. \qquad (4.4)$$

С учетом допустимого напряжения между соседними ламелями коллектора предельная мощность возбудителя с ростом n снижается и не может быть выше 3000 кВт при 750 об/мин, выше 2000 кВт при 1000 об/мин, выше 1200 кВт при 1500 об/мин и выше 600 кВт при 3000 об/мин. У выпускаемых возбудителей мощностью 20—450 кВт номинальное напряжение обычно составляет 80—280 В, а номинальный ток 313—1680 А.

Определенного увеличения мощности возбудителей постоянного тока согласно (4.4) можно достигнуть уменьшением их номинальной частоты вращения и соответствующего сочленения с синхронными машинами с помощью промежуточных редукторов. Однако такая система обладает рядом недостатков и поэтому в СССР широкого применения не нашла.

Мощность, необходимая для возбуждения синхронных машин, составляет 0,2—0,5 % их номинальной мощности. Так, для турбогенераторов мощностью 200, 300, 500, 800, 1200 МВт она соответственно равна 850, 1300, 1700—2300, 3300, 4650 кВт. При этом для турбогенераторов мощностью 1200 МВт и выше номинальный ток возбуждения превышает 8 кА. Из-за практической невозможности создания мощных электромашинных возбудителей для крупных синхронных машин были разработаны более совершенные системы возбуждения с полупроводниковыми выпрямителями. При этом номинальное напряжение возбуждения увеличено до 540—630 В.

Системы возбуждения со статическими преобразователями в настоящее время являются основными для крупных синхронных машин. Эти системы (рис. 4.2, *в*, *г* и *д*) содержат тот или иной источник переменного тока и статический полупроводниковый преобразователь переменного тока в постоянный. Постоянный ток, как и в электромашинных системах возбуждения, подается на кольца ротора, наличие которых ограничивает возможности данной системы возбуждения. В качестве источников переменного тока используются как специальные машины (независимая система возбуждения), так и сама цепь переменного тока возбуждаемой машины (система самовозбуждения). В первом случае применяются индукторные генераторы трехфазного

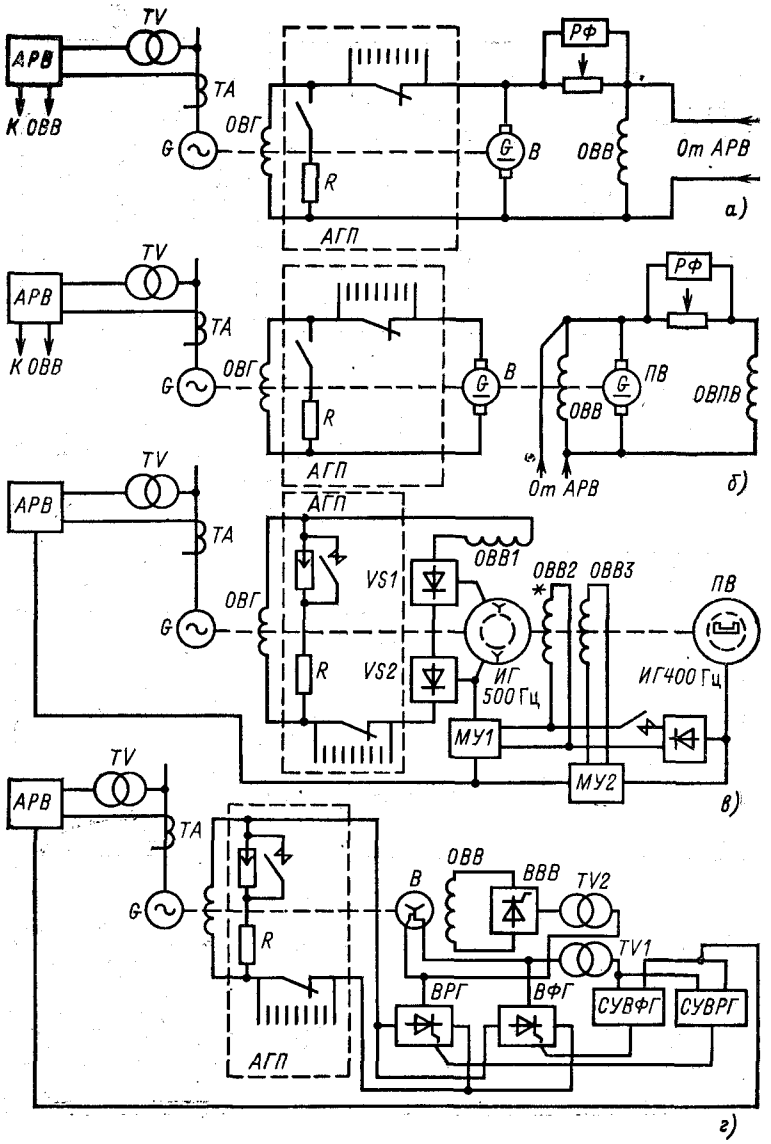


Рис. 4.2. Системы возбуждения синхронных машин:

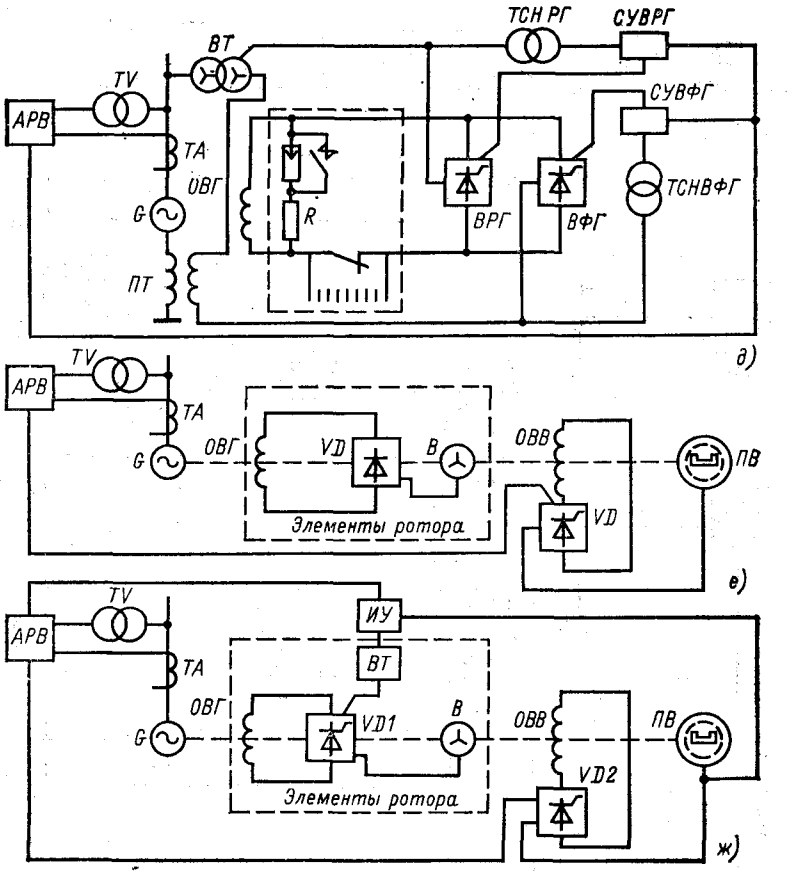


Рис. 4.2. Продолжение

а — электромашинная система с возбудителем постоянного тока, сочлененным с ротором генератора; *б* — электромашинная система возбуждения с возбудителем и подвозбудителем постоянного тока, сочлененными с ротором генератора; *в* — высокочастотная система возбуждения с возбудителем и подвозбудителем с неуправляемыми вентилями; *г* — тиристорная независимая система возбуждения со вспомогательным генератором переменного тока и двумя группами тиристоров; *д* — тиристорная система самовозбуждения с выпрямительным и последовательным трансформаторами и двумя группами тиристоров; *е* — бесщеточная диодная система возбуждения; *ж* — бесщеточная тиристорная система возбуждения

тока высокой частоты (500 Гц) или вспомогательные генераторы трехфазного тока промышленной частоты, сцепленные с валом возбуждаемой машины. При самовозбуждении переменный ток к выпрямителям подается через промежуточные элементы — выпрямительные трансформаторы, подключаемые параллельно к цепи статора возбуждаемой машины, и трансформаторы силового компаундирования (в схемах прямого компаундирования), включаемые последовательно в цепь статора машины. Наличие в системе самовозбуждения последовательно включенных трансформаторов позволяет обеспечить ее надежную работу не только в нормальном режиме работы синхронной машины и при изменении ее нагрузки, но и в аварийных режимах, особенно при близких коротких замыканиях.

В последние годы в ряде стран разрабатываются и внедряются бесщеточные диодные и тиристорные системы возбуждения, являющиеся, по-видимому, наиболее перспективными системами возбуждения для крупных синхронных машин. Эти системы (рис. 4.2, *е*, *ж*) содержат источник переменного тока и полупроводниковый преобразователь, расположенные на валу ротора возбуждаемой машины. При этом все три основных элемента системы возбуждения — источник переменного тока, преобразователь, обмотка возбуждения синхронной машины — соединяются жестко без вращающихся контактных переходов. В качестве источника переменного тока (возбудителя) используется так называемый обращенный синхронный генератор с обмоткой возбуждения, расположенной на неподвижном статоре, и трехфазной обмоткой переменного тока, расположенной на вращающемся роторе возбуждаемой синхронной машины.

Внедрение бесщеточных систем возбуждения сдерживается тем, что для их создания необходимы надежные полупроводниковые вентили повышенных параметров (номинальный ток до 0,5—1 кА, максимальное обратное напряжение 5—10 кВ, способность надежно работать при огромных центробежных ускорениях и т. п.) и мощные обращенные источники переменного тока.

Для криотурбогенераторов предложены и разрабатываются бесщеточные сверхпроводящие системы возбуждения. Такое техническое решение позволяет повысить предельную мощность обращенных возбудителей переменного тока, а также уменьшить габариты и массу как возбудителя, так

и ротора генератора в целом. Ведутся работы по совершенствованию вращающихся преобразователей и их систем управления.

Неотъемлемым элементом систем возбуждения синхронных машин являются устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Различают АРВ пропорционального и сильного действия. Первые реагируют на значение и знак отклонения параметров режима (ток, напряжение) от заданных значений. Вторые, кроме того, реагируют и на скорость изменения параметров (первые и вторые производные изменения параметров). Наличие устройств АРВ позволяет обеспечить оптимальный режим работы синхронных машин при изменениях нагрузки и повысить устойчивость их работы при возмущениях в энергосистеме.

Все генераторы и синхронные компенсаторы оснащаются устройствами автоматического гашения поля машин при их внутренних повреждениях.

4.4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ МАШИН

У синхронных машин различают нормальные и анормальные режимы. Под нормальными понимают такие режимы, которые допускаются длительно, без каких-либо ограничений. К ним относятся: работа машин с различными нагрузками от минимально возможной по технологическим условиям до номинальной; работа с коэффициентами мощности, отличными от номинального; работа при отклонении напряжения на выводах генератора в пределах ± 5 % номинального; работа при отклонении частоты в сети в пределах $\pm 2{,}5$ % номинальной; работа при отклонении температуры охлаждающей среды от номинальной температуры и т. п. Допустимые границы отклонения параметров при таких режимах лимитируются нагревом различных частей синхронных машин (обмотки статора и ротора, конструктивные элементы и т. д.) и указываются в ГОСТ, ПТЭ и в инструкциях заводов-изготовителей. Так, например, заводами гарантируется нормальная работа турбогенераторов при отклонении напряжения статора на ± 5 % номинального; при этом длительно допустимый ток соответственно изменяется на ∓ 5 %. Допустимая загрузка генераторов по активной и реактивной мощности лимитируется их норми-

рованной диаграммой мощности, определяемой по данным типовых испытаний конкретных типов генераторов в условиях энергосистемы (рис. 4.3).

К анормальным относятся режимы работы синхронных машин, связанные со значительными аварийными перегрузками или потерей возбуждения, работа с недовозбуждением, асинхронный ход, работа при отказе системы охлаждения, а также при появлении значительных несинусоидальности и несимметрии напряжения сети.

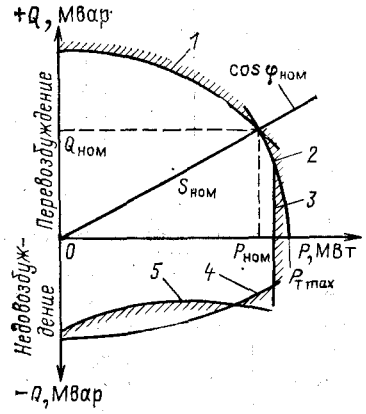


Рис. 4.3. Диаграмма мощности генератора:

1 — ограничение по нагреву обмотки ротора; *2* — ограничение по нагреву обмотки статора; *3* — ограничение по предельной мощности турбины; *4* — ограничение по нагреву конструктивных элементов статора; *5* — ограничение по условиям устойчивости работы генератора в системе

Допустимые аварийные перегрузки по току статора синхронных генераторов и компенсаторов с косвенной и непосредственной системами охлаждения приведены в табл. 4.5.

Допустимые перегрузки по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяются допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения лимитируется значениями, указанными в табл. 4.6.

Допустимая перегрузка по току возбуждения турбогенераторов других типов, а также синхронных компенсаторов устанавливается по данным заводов-изготовителей или по результатам испытаний этих машин в условиях энергосистемы.

Относительно малая допустимая продолжительность

Таблица 4.5

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов		
	с косвенным охлаждением обмотки статора	с непосредственным охлаждением обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	—
15	1,15	1,15	—
10	—	—	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	—
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2	1,5	1,5

Таблица 4.6

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки по току ротора турбогенераторов серий	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2	—
0,33	—	2

Таблица 4.7

Мощность турбогенератора, МВт	Постоянные времени нагрева, мин			
	обмотки ротора с непосредственным охлаждением водородом		обмотки статора с непосредственным охлаждением водой	
	τ_{max}	$\tau_{ср}$	τ_{max}	$\tau_{ср}$
150	3,2	2,5	1,5	0,8
200	2,6	2	1,7	0,9
300	2,4	1,9	1,9	1
500	2,9	2,3	0,9	0,5

аварийных перегрузок объясняется тем, что постоянные времени нагрева обмоток ротора и статора синхронных машин, особенно с непосредственными системами охлаждения,

малы. В табл. 4.7 приведены значения постоянных времени нагрева обмоток турбогенераторов различной мощности по данным ЛПЭО «Электросила» имени С. М. Кирова.

Ниже приведены данные о допустимых в эксплуатации нагрузках турбогенераторов при значительных отклонениях напряжения на их выводах:

$U/U_{ном}$, % . .	110	108	106	105	100	95	90	85
$S/S_{ном}$, % . .	88	93,5	98	100	100	100	94,5	89
$I/I_{ном}$, % . .	80	87,5	92,5	95	100	105	105	105

Асинхронный режим синхронных машин возникает при потере возбуждения (обрыв цепи возбуждения, шунтирование обмотки возбуждения непосредственно, через резистор системы АГП или через обмотки возбудителя), а также при выпадении машины из синхронизма, связанном с возмущениями в энергосистеме (короткие замыкания, неполнофазные режимы, резкий сброс или наброс нагрузки и т. п.).

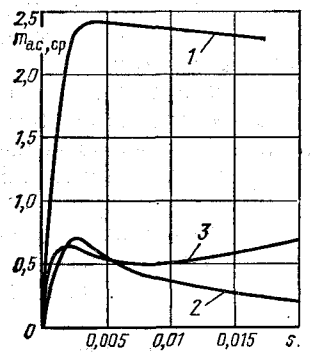


Рис. 4.4. Кривые средних асинхронных моментов синхронных генераторов:

1 — турбогенератор; *2* — гидрогенератор без демпферной обмотки; *3* — гидрогенератор с демпферной обмоткой

Гидрогенераторы имеют пологую, так называемую «мягкую» асинхронную характеристику, причем с небольшим максимальным моментом (рис. 4.4). Кроме того, у них обычно $x_{d*}<1$ и, следовательно, ток намагничивания больше номинального тока, поэтому они не допускают длительной работы в асинхронном режиме. При возникновении такого режима необходимо в зависимости от возникшей ситуации и местных условий либо немедленно восстановить возбуждение машины от рабочего или резервного источника возбуждения, либо отключить машину от сети.

Турбогенераторы имеют относительно крутую («жесткую») асинхронную характеристику со значительным максимальным моментом, причем их $x_{d*}>1$. Поэтому для них по условиям нагрева статора допускается относительно длительная работа в асинхронном режиме со сниженной нагрузкой. Так, расчеты и многочисленные эксперименты на электростанциях показали, что турбогенераторы с косвенной системой охлаждения могут нести в асинхронном режиме нагрузку до 50—70 % номинальной мощности длительностью до 30 мин. Турбогенераторы с непосредственной системой охлаждения могут нести нагрузку до 55 % (машины типов ТВФ-60, ТВФ-100 с номинальным напряжением 10,5 кВ), а остальные турбогенераторы (серий ТВФ, ТВВ, ТГВ мощностью 60—300 МВт) до 40 % номинальной мощности. При этом для первой группы машин допустимая длительность асинхронного хода составляет 30 мин, а для второй — 15 мин. Следует отметить, что в асинхронном режиме синхронные машины потребляют значительную реактивную мощность из сети, что ведет к снижению напряжения на шинах электростанции.

Синхронные генераторы являются источниками практически симметричного, синусоидального напряжения (см. гл. 3). Однако они работают параллельно с сетью, в которой отдельные потребители и возникающие в эксплуатации несимметричные режимы работы могут явиться причиной ухудшения качества напряжения в сети, появления несимметрии и несинусоидальности. При этом у синхронных машин возникает дополнительный нагрев обмоток и конструктивных элементов ротора и статора.

Допустимая несимметрия нагрузки неявнополюсных синхронных машин лимитируется допустимым нагревом элементов ротора токами двойной частоты, а у явнополюсных машин допустимой вибрацией. Исходя из этого для турбогенераторов допускается продолжительная работа при разности токов фаз не более 10 %, а для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов не более 20 %. Для гидрогенераторов с косвенной воздушной системой охлаждения допускается длительная работа с разницей токов в фазах 20 % при мощности гидрогенератора до 125 МВ·А и 15 % при мощности более 125 МВ·А. Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора предел составляет 10 %.

Допустимая длительность работы, с, при несимметрии, превышающей указанные значения, оценивается по выражению

$$t_{доп} = \frac{A}{I^2_{2*(н)}}. \qquad (4.5)$$

Коэффициент A принимается равным 40 для гидрогенераторов с косвенной системой охлаждения, 30 — для турбогенераторов с косвенной системой охлаждения, 15 — для турбогенераторов серии ТВФ, 8—5 — для турбогенераторов серий ТВВ и ТГВ.

Несинусоидальную нагрузку на синхронные машины создают мощные выпрямительные и преобразовательные установки, электрический транспорт и электропередачи постоянного тока. Допустимость несинусоидальной нагрузки лимитируется нагревом обмотки статора и обмотки ротора. Принято, что потери в бочке ротора от токов высших гармонических I_ν не должны превышать потерь при прохождении по статору допустимых токов обратной последовательности. При этом условии

$$\Sigma I_\nu^2 \leqslant I_2^2. \tag{4.6}$$

Опасным для синхронной машины является отказ в работе системы охлаждения. В этом случае машина должна быть быстро разгружена или отключена от сети. В отечественной эксплуатационной практике для машин с непосредственным водяным охлаждением принята следующая система сигнализации и защиты от неисправности и отказов системы охлаждения: при снижении расхода воды до 70 % номинального работает предупредительная сигнализация, при снижении расхода воды более чем на 50 % — аварийная сигнализация и генератор должен быть разгружен в течение 2 мин, причем после появления аварийного сигнала генератор отключают от сети с гашением поля (за время, не превышающее 4 мин).

4.5. УСТОЙЧИВОСТЬ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ МАШИН

В энергосистемах генераторы электростанций объединены на параллельную работу электрическими сетями различного напряжения. При синхронной работе генераторов вращающие моменты их турбин уравновешиваются соответствующими электромагнитными моментами генераторов.

В эксплуатации должна быть обеспечена устойчивая параллельная работа синхронных машин и частей энергосистемы. Устойчивость электрической системы — это способность электрической системы восстанавливать исходный

установившийся режим или режим, близкий к исходному, при различного рода возмущениях. Устойчивая параллельная работа генераторов в энергосистеме при возникающих эксплуатационных возмущениях (сброс и наброс нагрузки по разным причинам, короткие замыкания, неполнофазные режимы и т. п.) обеспечивается за счет мероприятий, таких как правильный выбор параметров нормального режима с учетом характеристик генераторов; оснащение генераторов быстродействующими эффективными устройствами АРВ; установка быстродействующих устройств релейной защиты и системной автоматики; повышение быстродействия коммутационной аппаратуры; использование специальных устройств для повышения устойчивости (например, устройства динамического торможения); быстродействующее регулирование вращающего момента турбин. Различают статическую, синхронную динамическую и результирующую устойчивость работы генераторов и электростанций энергосистем (см. гл. 13).

Активная и реактивная мощности, выдаваемые в сеть неявнополюсным синхронным генератором в нормальном режиме работы, равны:

$$P = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \sin\delta \tag{4.7}$$

и

$$Q = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \cos\delta - \frac{U_\text{г}^2}{x_d}, \tag{4.8}$$

где E_q — синхронная ЭДС машины по поперечной оси; $U_\text{г}$ — напряжение на выводах генератора; δ — угол между векторами $\boldsymbol{E}_q$ и $\boldsymbol{U}_\text{г}$; x_d — синхронное реактивное сопротивление генератора по продольной оси.

Те же мощности для явнополюсных машин равны:

$$P = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \sin\delta + \frac{U_\text{г}^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta \tag{4.9}$$

и

$$Q = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \cos\delta - \frac{U_\text{г}^2}{2} \frac{x_d + x_q}{x_d x_q} + \frac{U_\text{г}^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \cos 2\delta, \tag{4.10}$$

где x_q — синхронное реактивное сопротивление генератора по поперечной оси.

Угловые характеристики $P(\delta)$ и $Q(\delta)$ для неявнополюсных и явнополюсных синхронных генераторов даны на рис. 4.5 и 4.6. Предельная реактивная мощность, которую генераторы могут отдать в сеть на холостом ходу ($\delta=0$), при номинальном токе возбуждения равна:

$$Q_{\text{выд}max} = \frac{E_{q\text{ном}}U_\text{г}}{x_d} - \frac{U_\text{г}^2}{x_d} = \frac{U_\text{г}}{x_d}(E_{q\text{ном}} - U_\text{г}). \qquad (4.11)$$

Предельная расчетная реактивная мощность, которую генераторы могли бы в принципе потребить из сети, работая без активной нагрузки при угле $\delta = 180°$, равна

$$Q_{\text{потр}\,max} = \frac{U_\text{г}}{x_d}(E_{q\text{ном}} + U_\text{г}). \qquad (4.12)$$

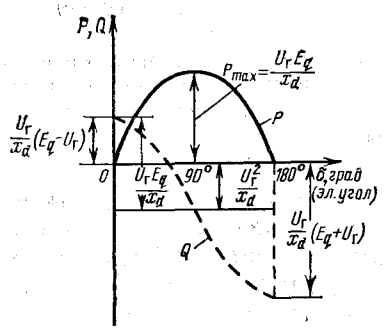


Рис. 4.5. Угловые характеристики мощности неявнополюсного синхронного генератора

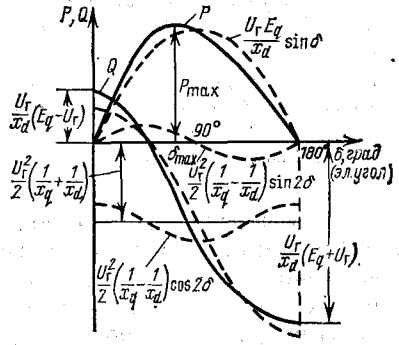


Рис. 4.6. Угловые характеристики мощности явнополюсного синхронного генератора

Однако такой режим практически недостижим и недопустим из-за ограничений, налагаемых условиями обеспечения устойчивости параллельной работы генератора с сетью и дополнительным нагревом стали и конструктивных элементов статора в режиме потребления реактивной мощности. Обычно указанный режим используется при углах $\delta < 90°$.

Предельная реактивная мощность, которую могут отдать в сеть синхронные компенсаторы в режиме перевозбуждения, равна их номинальной мощности. В режиме недовозбуждения синхронные компенсаторы потребляют из сети реактивную мощность, равную

$$Q_{\text{потр}\,max} = \frac{U_{\text{с,к}}^2}{x_d}, \qquad (4.13)$$

где $U_{\text{с,к}}$ — напряжение на выводах синхронного компенсатора.

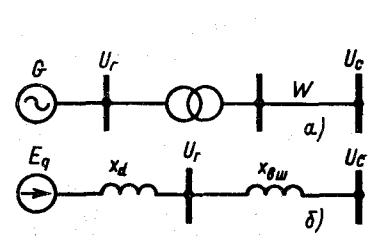


Рис. 4.7. Работа неявнополюсного синхронного генератора на систему неизменного напряжения:

а — исходная схема; *б* — схема замещения

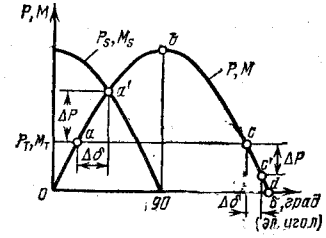


Рис. 4.8. Угловые характеристики синхронного генератора без АРВ

Статическая устойчивость генераторов, т. е. устойчивость к малым возмущениям, обеспечивается, если при возмущениях факторы, стремящиеся нарушить режим, изменяются менее интенсивно, чем противодействующие им факторы, стремящиеся сохранить предшествующий режим.

Рассмотрим простейшую схему на рис. 4.7, в которой неявнополюсный синхронный генератор без АРВ связан через трансформатор и электрическую линию с системой неизменного по амплитуде напряжения (в ряде случаев для простоты такую систему условно называют системой неизменного напряжения или, что менее предпочтительно, системой бесконечной мощности).

Угловая характеристика $P(\delta)$ такого генератора изображена на рис. 4.8. Так как активная мощность и момент связаны через угловую скорость вращения ω

$$P = M\omega,$$

то при $\omega = \text{const}$ характеристика $P(\delta)$ в то же время в соответствующем масштабе является характеристикой $M(\delta)$. При установившемся режиме работы генератора соблюда-

ются очевидные условия $P_т = P$ и $M_т = M$, где $P_т$ и $M_т$ — соответственно активная мощность и момент первичного двигателя (турбины).

Этим условиям в принципе удовлетворяют режимы на восходящей и нисходящей ветвях угловой характеристики (точки a и c). Однако устойчивыми могут быть режимы только на восходящей ветви, так как только здесь малые возмущения в ту или другую сторону не приводят к нарушению устойчивости.

Синхронизирующая способность генератора характеризуется синхронизирующей мощностью $P_s = dP/d\delta$ и соответствующим синхронизирующим моментом $M_s = dM/d\delta$. Синхронизирующие мощность и момент имеют наибольшее значение при угле $\delta = 0$ и наименьшее значение при угле $\delta = 90°$. Статическая устойчивость может быть обеспечена при соблюдении условий:

$$\left.\begin{aligned} P_s &= \frac{dP}{d\delta} = P_{max}\cos\delta > 0 \\ \text{и} \qquad M_s &= \frac{dM}{d\delta} = M_{max}\cos\delta > 0. \end{aligned}\right\} \qquad (4.14)$$

У неявнополюсного синхронного генератора без АРВ предел статической устойчивости равен 90°.

При наличии у генераторов АРВ пропорционального действия, обеспечивающих $E'_q = \text{const}$, и особенно АРВ сильного действия (регулирование по отклонениям параметра и его производным), обеспечивающих в пределе $U_г = \text{const}$, угловая характеристика деформируется (рис. 4.9). При этом максимум угловой характеристики возрастает и смещается в область углов, больших 90°, в так называемую зону искусственной устойчивости, поэтому статическая устойчивость генераторов повышается.

Синхронная динамическая устойчивость генераторов, т. е. способность генераторов вернуться к установившемуся режиму, близкому к исходному, после больших возмущений, обеспечивается, если воздействие факторов, стремящихся сохранить синхронную работу генератора с электрической сетью после снятия возмущения, сильнее воздействия факторов, вызвавших возмущение.

Движение ротора машины описывается уравнением

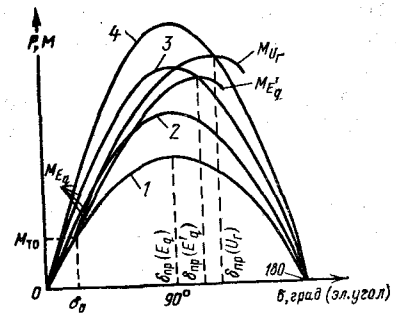


Рис. 4.9. Угловые характеристики неявнополюсного синхронного генератора без АРВ (кривые M_{E_q}), с АРВ пропорционального действия (кривая $M_{E'_q}$) и с АРВ сильного действия (кривая $M_{U_г}$):

1—4 — при разных токах возбуждения

$$J\frac{d\omega}{dt} = T_J\frac{d^2\delta}{dt^2} = -T_J\frac{ds}{dt} = T_J s\frac{ds}{d\delta} = M_т - M_{эм} = \Delta M, \qquad (4.15)$$

где J — момент инерции вращающихся масс; ω — угловая скорость вращения ротора; T_J — постоянная инерции агрегата турбина — генератор; $M_т$ — момент турбины; $M_{эм}$ — электромагнитный момент генератора; ΔM — избыточный момент; s — скольжение ротора относительно синхронно вращающегося поля статора, равное

$$s = \frac{n_c - n}{n_c} = -\frac{d\delta}{dt}.$$

При синхронной работе машины $\Delta M = 0$. Появление по любой причине положительного или отрицательного избыточного момента влечет за собой соответственно ускорение или торможение ротора машины, возникновение скольжения ротора и изменение угла δ. Простейший анализ динамической устойчивости генераторов удобно производить, пользуясь так называемым правилом площадей. При качаниях ротора во время перехода от одного устойчивого состояния к другому, вызванных возмущением в энергосистеме, должно выполняться условие

$$W_{уск} = W_{торм},$$

где $W_{уск}$ — энергия, затраченная на ускорение ротора; $W_{торм}$ — энергия, затраченная на торможение ротора.

Так как при изменении угла δ от значения δ_1 до значения δ_2 энергия ротора меняется на

$$W_{12} = \int_{\delta_1}^{\delta_2} \Delta P \, d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_{эл} - P_т) \, d\delta,$$

то при качаниях ротора должно также выполняться условие

$$\int \Delta P \, d\delta = 0,$$

т. е. на угловых характеристиках площадки ускорения должны быть равны площадкам торможения.

Применение правила площадей рассмотрим на конкретных упрощенных примерах. Пусть имеется схема, в которой энергетический блок (или электростанция) работает через двухцепную линию электропередачи на систему неизменного напряжения (рис. 4.10, *а*). Генератор неявнополюсный и не имеет АРВ. Предположим, что по какой-то причине внезапно отключается исправная линия *W2* (произвольное отключение одного из выключателей Q_1 или Q_2; ложное срабатывание защиты линии и т. п.). Так как момент турбины при этом остается неизменным, а угловая характеристика генератора изменяется ввиду возрастания внешнего сопротивления, то режим работы генератора будет характеризоваться точкой *2* на рис. 4.10, *б*. Под действием избыточного момента $M_т - M^{II}_{эм}$ (при неизменном в момент возмущения угле δ^I_0) ротор начнет ускоряться, пройдет точку устойчивого состояния *3*, а далее под действием возникающего тормозного момента $M^{II}_{эм} - M_т$ начнет тормозиться; при угле δ_{max} вновь вернется к синхронной частоте вращения. При этом кинетическая энергия, запасенная ротором в процессе ускорения, полностью перейдет в потенциальную энергию, зависящую от пространственного положения ротора. Очевидно, что в этих условиях, если пренебречь потерями энергии в цикле, площадка ускорения *1—2—3—1* должна быть равна площадке торможения *3—4—5—3*.

Угол δ, достигнув δ_{max}, начнет уменьшаться. При этом ротор синхронной машины пройдет точку *3* устойчивого состояния и достигнет угла δ^I_0. В дальнейшем ротор, как маятник, будет совершать затухающие (из-за потерь энергии в цикле) колебания вокруг точки *3* нового устойчивого состояния и, наконец, перейдет на устойчивый режим с углом δ^{II}_0. Синхронная динамическая устойчивость в рассмотренном случае может быть обеспечена, если $W_{торм.пр} > W_{уск}$. В предельном устойчивом цикле ротор может достигнуть угла $\delta_{пр}$, которому соответствует точка *6*.

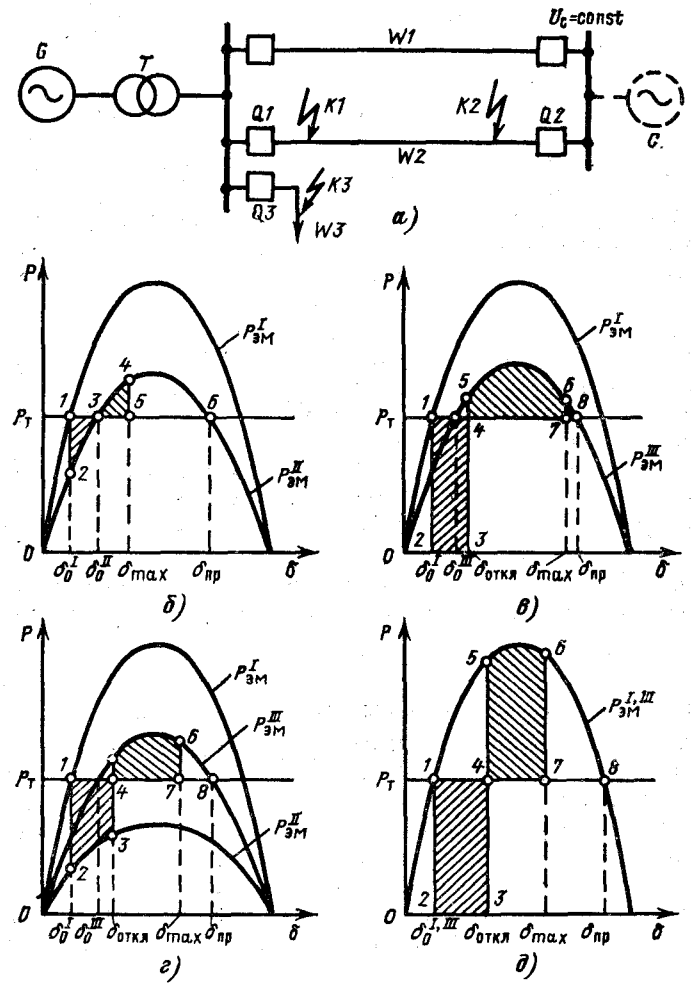


Рис. 4.10. Применение правила площадей при анализе динамической устойчивости синхронных генераторов

Предположим теперь, что возникло трехфазное короткое замыкание (КЗ) в точке *К1* в начале линии W_2, вызвавшее отключение этой линии (этому случаю соответствует рис. 4.10, *в*). В период КЗ $P_{эм}^{II}=0$, так как напряжение на сборных шинах снижается до нуля. После отключения КЗ из-за изменения внешнего сопротивления генератор будет иметь угловую характеристику $P_{эм}^{III}$. Если предельная площадка торможения *4—5—8—4* будет больше или равна площадке ускорения *1—2—3—4—1* (на рис. 4.10, *в* площадка *1—2—3—4—1* равна площадке *4—5—6—7—4*), то после возмущения возникнет новый устойчивый режим с углом δ_0^{III}. При этом в режиме качаний минимальное значение угла δ может быть меньше δ_0^{I} (на рис. 4.10, *в* полный цикл качаний не показан).

Случаю трехфазного КЗ в средней части линии W_2 и ее последующему отключению соответствуют характеристики, показанные на рис. 4.10, *г*. Как видно, условия для сохранения устойчивости в этом случае более благоприятные, чем в предшествующем.

Рассмотрим еще один возможный в эксплуатации случай. Пусть во время работы энергоблока на систему требуется дополнительно подключить линию *W3*. Опробование исправного состояния линии производится подачей на нее напряжения выключателем *Q3*. При подаче напряжения возникло трехфазное КЗ в начале линии и выключатель *Q3* линию отключил. Этому случаю соответствует характеристика, показанная на рис. 4.10, *д*. Здесь угловые характеристики исходного и послеаварийного режимов идентичны, а условия сохранения устойчивости более благоприятные, чем в случае, показанном на рис. 4.10, *в*. В данном случае при том же угле (и времени) отключения КЗ предельная площадка торможения *4—5—8—4* значительно больше, чем в случае трехфазного КЗ в начале линии *W2* и ее последующего отключения (рис. 4.10, *в*).

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. Эти условия могут появиться за счет уменьшения момента турбины под действием регулятора скорости, изменения асинхронного момента с изменением скольжения, а также за

счет изменения знакопеременного синхронного момента под действием АРВ. Опыт эксплуатации энергосистем подтвердил возможность сохранения в ряде случаев результирующей устойчивости генераторов (особенно турбогенераторов, имеющих значительный асинхронный момент и жесткую асинхронную характеристику) при наличии эффективных регуляторов скорости и устройств АРВ.

Глава пятая

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

На электрических станциях и подстанциях устанавливаются трехфазные трансформаторы и автотрансформаторы. Когда это диктуется технической необходимостью или условиями поставки оборудования, приходится устанавливать трехфазные группы из однофазных трансформаторов и автотрансформаторов. В большинстве случаев применяют двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы применяют при наличии технико-экономических обоснований.

При проектировании и эксплуатации электрических станций и подстанций принципиально важное значение имеют вопросы выбора мощности силовых трансформаторов с учетом их нагрузочной способности и повышения эффективности использования установленных трансформаторов.

Развитие энергетики в настоящее время идет по пути увеличения мощностей агрегатов и электростанций. При этом выдачу мощности электростанций приходится вынужденно производить в электрические сети все более высокого напряжения, следствием чего являются увеличение числа ступеней трансформации электроэнергии (до трех—шести) при передаче ее от электростанций к потребителям, все возрастающие потери мощности и энергии в сетях и рост отношения установленной мощности трансформаторов к установленной мощности генераторов. Вопросы снижения этого отношения, оптимизации структуры и параметров сетей с целью уменьшения капиталовложений, потерь мощ-

ности и энергии при соблюдении норм на качество электроэнергии и обеспечении надежности электроснабжения составляют важную народнохозяйственную задачу.

Силовые трансформаторы различаются по числу фаз (трехфазные, однофазные), мощности, исполнению (повышающие, понижающие, с регулированием коэффициента трансформации под нагрузкой или без возбуждения, стержневая или бронестержневая система магнитопровода, расположение обмоток, схема и группа соединения обмоток и т. п.), номинальному напряжению обмотки высшего напряжения и т. д.

Трехфазные трансформаторы по сравнению с однофазными более экономичны (меньше их стоимость и потери мощности), но имеют большую массу и большие габариты в единице. Исходя из этого однофазные трансформаторы применяют при наличии ограничений по массе или габаритам, а также когда электропромышленность не выпускает трехфазных трансформаторов необходимой мощности.

Таблица 5.1

$S_{т,\,ном}$, кВ·А				
10	—	16	—	25
100	—	160	—	250
1000	—	1600	—	2500
10 000	—	16 000	—	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000
1 000 000	1 250 000	1 600 000	2 000 000	2 500 000

Продолжение

$S_{т,\,ном}$, кВ·А				
—	40	—	63	—
320	400	—	630	—
3200	4000	—	6300	—
32 000	40 000	—	63 000	80 000
—	400 000	500 000	630 000	800 000
3 150 000	4 000 000	5 000 000	6 300 000	8 000 000

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы выпускаются в соответствии с рядом номинальных мощностей, установленным ГОСТ 9680—77Е (табл. 5.1).

Номинальная мощность трехфазного трансформатора равна:

$$S_{т,ном} = \sqrt{3}\,U_{т,ном}\,I_{т,ном}.$$

Номинальная мощность однофазного трансформатора равна $^1/_3$ мощности трехфазного трансформатора из указанного ряда.

Расчетный срок службы трансформатора в 25 лет обеспечивается при соблюдении условий:

$$S_{нг} = S_{т,ном};\quad U_{сети} = U_{т,ном};\quad \vartheta_о = \vartheta_{о,ном},$$

где $S_{нг}$ — нагрузка трансформатора; $U_{сети}$ — напряжение сети, к которой подключен трансформатор; $\vartheta_о$ — температура охлаждающей среды.

При эксплуатации эти условия обычно не выполняются, причем отклонение значений указанных величин от нормированных может быть как в ту, так и в другую сторону. При этом возникает вопрос о допустимой нагрузочной способности трансформаторов.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы энергосистем имеют обычно следующие схемы соединения обмоток: звезда (Y), звезда с выведенной нейтралью (Y) треугольник (Δ). Наибольшее применение нашли группы соединения обмоток 11 и 0 (ранее группа обозначалась 12). В отдельных случаях применяют трансформаторы с другими схемами (зигзаг) и группами соединения обмоток. Группа соединений определяется углом между векторами напряжений обмоток высшего и низшего (низших) напряжений. Вектор напряжения обмотки высшего напряжения выполняет роль минутной стрелки и совмещается с цифрой 12 циферблата часов; при этом вектор напряжения обмотки низшего напряжения, выполняя роль часовой стрелки, указывает группу соединения обмоток, численно равную времени в часах на условном циферблате.

Практически применяют следующие схемы и группы соединения обмоток:

У трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Y/Y-0; Y/Y-0; Y/Δ-11; Y/Δ-11; Δ/Δ-0;

у трехфазных трехобмоточных трансформаторов

$$Y/Y/\Delta\text{-}0\text{-}11;$$

у трехфазных групп однофазных двухобмоточных трансформаторов

$$Y/\Delta\text{-}11; \quad Y/\Delta\text{-}11;$$

у трехфазных групп однофазных трехобмоточных автотрансформаторов

$$Y/Y/\Delta\text{-}0\text{-}11.$$

По исполнению трансформаторы подразделяются на повышающие и понижающие. Они различаются элементами конструкции, взаимным расположением обмоток (у трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов), значением номинального напряжения основного вывода обмоток.

У повышающих трансформаторов

$$U_{\text{ВН,ном}} = 1{,}1U_{\text{сети,ном}} \text{ (или } 1{,}05U_{\text{сети,ном}})$$

и

$$U_{\text{НН,ном}} = U_{\text{г,ном}} \text{ (или } U_{\text{сети,ном}});$$

у понижающих трансформаторов

$$U_{\text{ВН,ном}} = U_{\text{сети,ном}} \text{ и } U_{\text{НН,ном}} = 1{,}1U_{\text{сети,ном}} \text{ (или } 1{,}05U_{\text{сети,ном}}).$$

Важным параметром трансформатора является его напряжение короткого замыкания $u_к$, характеризующее поле рассеяния трансформатора и, следовательно, его индуктивное сопротивление

$$x_{*\text{т(н)}} \approx \frac{u_к\%}{100}.$$

С увеличением высшего напряжения трансформаторов напряжение короткого замыкания несколько возрастает. Средние значения этого параметра даны в табл. 5.2.

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов применяют буквенно-цифровые обозначения типов, устанавливаемые ГОСТ. В типе трансформаторов последовательно указывают:

число фаз: Т — трехфазный, О — однофазный;

систему охлаждения: С — естественная воздушная;

Таблица 5.2

Назначение трансформаторов	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
Для собственных нужд электростанций	3—20	5,5—14
Сетевой	3—10	4,5—8
	35	5,5—8 (14)
	110	10—13
	150	11—14
	220	12—14
	330	11—13
	500	13,5—14

М — естественная масляная; Д — масляная с дутьем и естественной циркуляцией масла; ДЦ — масляная с дутьем и принудительной циркуляцией масла; Ц — масляноводяная с принудительной циркуляцией масла;

число обмоток: без обозначения — двухобмоточный, Т— трехобмоточный.

Имеются и некоторые другие обозначения: А — автотрансформатор (ставится в начале обозначения типа); Р— трансформатор с расщепленной обмоткой; Н — регулировка коэффициента трансформации под нагрузкой. За буквенными обозначениями обычно указывают номинальную мощность трансформатора (кВ·А), номинальные напряжения обмоток и пределы регулирования напряжения, схему и группу соединения обмоток и напряжение короткого замыкания.

5.2. СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потери мощности в трансформаторе ΔP и поверхность охлаждения F связаны с номинальной мощностью трансформатора следующими примерными соотношениями:

$$\Delta P \sim S^{3/4}_{\text{т,ном}};$$

$$F \sim S^{1/2}_{\text{т,ном}}.$$

С увеличением мощности трансформатора потери мощности растут быстрее, чем его поверхность охлаждения, и поэтому возникает необходимость все более интенсивного

охлаждения. Трансформаторы с системой охлаждения С, получившие название «сухих трансформаторов», выпускаются на мощность до 1600 кВ·А. Трансформаторы с системой охлаждения М, в которых магнитопровод и обмотки помещены в бак, заполненный маслом, выпускаются на мощность до 16 МВ·А, причем трансформаторы мощностью до 32 кВ·А имеют гладкий бак, 50—250 кВ·А — бак с ребрами, до 1000 кВ·А — бак с охлаждающими трубами, а мощностью 1600—16 000 кВ·А — бак с трубчатыми радиаторами. Изменение конструкции трансформаторов при увеличении их мощности вызвано несоответствием между коэффициентом теплоотдачи от масла к стенке бака $\alpha_{м\text{-}б}$ и коэффициентом теплоотдачи от стенки бака к воздуху $\alpha_{б\text{-}в}$.

Трансформаторы с системой охлаждения Д выпускаются мощностью 10—100 МВ·А. Для усиления циркуляции воздуха они имеют специальные вентиляторы, которые устанавливают на радиаторах. Работа вентиляторов обеспечивает снижение отношения $\alpha_{м\text{-}б}/\alpha_{б\text{-}в}$ с 5 до 2,5. Коэффициент теплоотдачи радиатора равен:

$$k = \frac{\alpha_{м\text{-}б}}{\frac{F_{нар}}{F_{вт}} + \frac{\alpha_{м\text{-}б}}{\alpha_{б\text{-}в}}},$$

где $F_{нар}$ — наружная поверхность радиатора; $F_{вт}$ — внутренняя поверхность радиатора.

Система охлаждения ДЦ применяется в трансформаторах мощностью 63 МВ·А и выше. Трансформаторы с этой системой охлаждения ДЦ помимо вентиляторов имеют масляные насосы для принудительной циркуляции масла в баке.

Система охлаждения Ц применяется в трансформаторах мощностью 100 МВ·А и выше. Такие трансформаторы имеют маслоохладители, в которых по трубам принудительно циркулирует охлаждающая вода, а в межтрубном пространстве (также принудительно) — масло трансформатора.

Зарубежные фирмы применяют также смешанную систему охлаждения, содержащую и вентиляторы, и насосы. При работе только одних вентиляторов или только одних насосов допустимая плотность тока в обмотке увеличивается на 60 % по сравнению с плотностью тока, допустимой при

естественном охлаждении; при одновременной работе вентиляторов и насосов допустимая плотность тока возрастает на 150 %.

Дальнейшее повышение эффективности систем охлаждения, как показывают исследования последних лет, может быть достигнуто путем создания направленной циркуляции масла в обмотках.

5.3. ТЕПЛОВАЯ ДИАГРАММА ТРАНСФОРМАТОРА

Тепловой режим трансформатора, находящегося под нагрузкой, характеризуется тепловой диаграммой, которая показывает изменение температуры масла и обмотки по высоте трансформатора. Согласно действовавшему до 1985 г. ГОСТ 14209—69* для трансформаторов с различными системами охлаждения установлены нормированные температуры охлаждающей среды $\vartheta_о$; превышения температуры масла над температурой охлаждающей среды в верхних слоях масла $\theta_м$ и в средней (по высоте) части трансформатора $\theta_{м,ср}$; превышения температуры обмотки в верхних слоях $\theta_{обм}$ и в средней части трансформатора (средняя температура обмотки) $\theta_{обм,ср}$; температуры обмотки в наиболее нагретой точке $\vartheta_{обм,н,н,т}$ и соответствующего превышения температуры $\theta_{обм,н,н,т}$; превышения температуры в наиболее нагретой точке над средней температурой обмотки $\varepsilon_{ср}$ и над температурой обмотки в верхних слоях ε, градиент превышения температуры обмотки над температурой масла g.

Тепловые диаграммы для трансформаторов с системами охлаждения М и Д, ДЦ и Ц при номинальных условиях даны на рис. 5.1.

При отклонении режима трансформатора от номинального возникает необходимость расчета температур обмотки и масла. Установлено, что для трансформаторов справедливо соотношение

$$\theta_м \sim \Delta P^m, \qquad (5.1)$$

* Новый ГОСТ 14209—85 (СТ СЭВ 3916—82), введенный в действие (с 1.7.85 г.), несколько изменил методику определения допустимых нагрузок силовых масляных трансформаторов общего назначения (см. приложение 5).

где ΔP — потери мощности в трансформаторе.

Далее,

$$\Delta P_{\text{ном}} = P_{\text{х}} + P_{\text{к}} = P_{\text{х}}\left(1 + \frac{P_{\text{к}}}{P_{\text{х}}}\right) = P_{\text{х}}(1 + d)$$

и

$$\Delta P = P_{\text{х}} + P_{\text{к}} S^2_{*(\text{н})} = P_{\text{х}}\left(1 + dS^2_{*(\text{н})}\right),$$

откуда

$$\theta_{\text{м}} = \theta_{\text{м,ном}}\left(\frac{1 + dS^2_{*(\text{н})}}{1 + d}\right), \qquad (5.2)$$

где $d = P_{\text{к}}/P_{\text{х}}$.

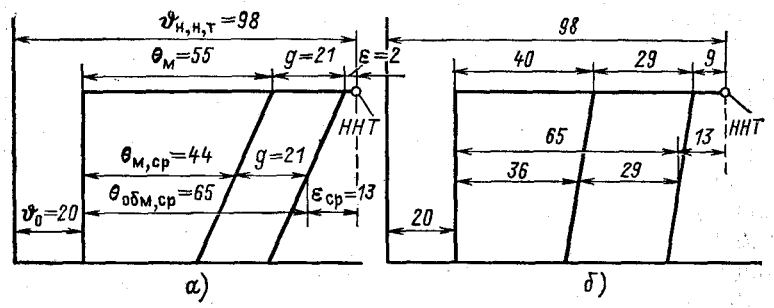


Рис. 5.1. Тепловые диаграммы трансформаторов с различными системами охлаждения:

а — системы М и Д; *б* — системы ДЦ и Ц

Согласно ГОСТ 14209—69 и рекомендациям Международной электротехнической комиссии (МЭК) при расчетах нагрузочной способности трансформаторов принято $d = 5$. Согласно рекомендациям МЭК в (5.1) можно принимать $m = 0{,}9$ для трансформаторов с системами охлаждения М и Д и $m = 1$ для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц.

Для превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла справедливо соотношение

$$\Delta\theta_{\text{обм,н,н,т}} \sim \Delta P^n_{\text{обм}}. \qquad (5.3)$$

Поэтому

$$\Delta\theta_{\text{обм,н,н,т}} = \Delta\theta_{\text{обм,н,н,т,ном}}\left(\frac{\Delta P_{\text{обм}}}{P_{\text{к}}}\right)^n = \Delta\theta_{\text{обм,н,н,т,ном}} S^{2n}_{*(\text{н})} = (g + \varepsilon) S^{2n}_{*(\text{н})}. \qquad (5.4)$$

Далее,

$$\theta_{\text{обм,н,н,т}} = \theta_{\text{м}} + (g + \varepsilon) S^{2n}_{*(\text{н})} \qquad (5.5)$$

или

$$\vartheta_{\text{обм,н,н,т}} = \vartheta_{\text{м}} + (g + \varepsilon) S^{2n}_{*(\text{н})}. \qquad (5.6)$$

Согласно рекомендациям МЭК $n = 0{,}8$ для трансформаторов с системами охлаждения М и Д и $n = 0{,}9$ для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц.

ГОСТ 14209—69 дает несколько иное соотношение:

$$\vartheta_{\text{обм,н,н,т}} = \vartheta_{\text{м}} + bg\left(\frac{I}{I_{\text{т,ном}}}\right)^{2m} = \vartheta_{\text{м}} + (g + \varepsilon)\left(\frac{I}{I_{\text{т,ном}}}\right)^{2m}. \qquad (5.7)$$

Значения b и m для разных систем охлаждения равны:

	М	Д	ДЦ и Ц
b	1,1	1,1	1,31
m	0,8	0,9	1

5.4. НАГРЕВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ НЕРАВНОМЕРНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ

При неравномерном графике нагрузки трансформатора его тепловой режим непрерывно изменяется, причем законы изменения температуры масла и температуры обмотки отличаются друг от друга.

Пусть имеется двухступенчатый график нагрузки трансформатора (рис. 5.2, *а*). Для превышений температуры масла в верхних слоях можно, исходя из рис. 5.2, *б*, записать (индексы «м» опущены):

$$\left.\begin{aligned} \theta_1 &= \theta_0 + (\theta_{1\text{у}} - \theta_0)\left(1 - e^{-\Delta t_1/T}\right); \\ \theta_2 &= \theta_1 + (\theta_{2\text{у}} - \theta_1)\left(1 - e^{-\Delta t_2/T}\right); \\ \theta_3 &= \theta_0 = \theta_2 + (\theta_{3\text{у}} - \theta_2)\left(1 - e^{-\Delta t_3/T}\right), \end{aligned}\right\} \qquad (5.8)$$

где $\theta_{1\text{у}}$, $\theta_{2\text{у}}$, $\theta_{3\text{у}}$ — установившиеся превышения температуры масла в верхних слоях соответственно при нагрузках

S_1, S_2, S_3; T — постоянная времени нагрева трансформатора.

Постоянная времени нагрева трансформатора равна отношению его полной теплоемкости к полной теплоотдаче, которая, в свою очередь, равна отношению суммарных потерь в трансформаторе к установившемуся превышению температуры масла в верхних слоях, поэтому:

$$T = \frac{C_\Sigma}{Q_{отд}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} c_i G_i}{\frac{P_х + P_к}{\theta_{м,уст,ном}}} = \frac{C_\Sigma \theta_{м,уст,ном}}{P_х + P_к}. \qquad (5.9)$$

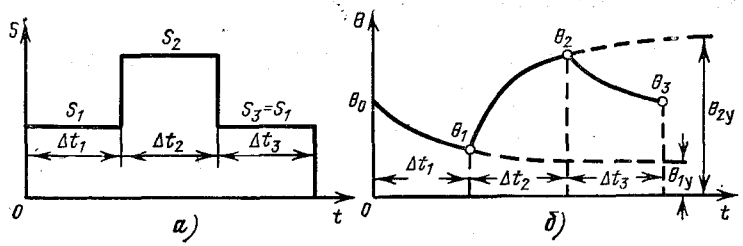


Рис. 5.2. Нагрев масла трансформатора при двухступенчатом графике нагрузки:

а — график нагрузки; *б* — изменение температуры масла

Для трансформаторов с медной обмоткой

$$C_{Cu} = 132G_о + 108G_{б,р} + 545G_м + 133G_{магн};$$

для трансформаторов с алюминиевой обмоткой

$$C_{Al} = 288G_о + 108G_{б,р} + 545G_м + 133G_{магн},$$

где $G_о$ — масса обмоток, т; $G_{б,р}$ — масса бака с радиаторами или охладителями, т; $G_м$ — масса масла, т; $G_{магн}$ — масса магнитопровода, т.

Ориентировочные постоянные времени нагрева трансформаторов могут быть приняты по данным табл. 5.3 (составлена по ГОСТ 14209—69).

Для определения температуры масла при многоступенчатом графике нагрузки трансформатора (рис. 5.3) необходимо в общем случае составить систему из n уравнений

Таблица 5.3

Система охлаждения	Номинальная мощность трансформатора, МВ·А	Постоянная времени нагрева, ч
М	0,001—1	2,5
	1,6—6,3	3,5
Д	10—32	2,5
	40—63	3,5
ДЦ, Ц	100—125	2,5
	Более 125	3,5

(где n — число ступеней графика), аналогичную (5.8), и решить ее при условии, что $\theta_n = \theta_0$.

Решение такой системы позволяет найти начальное превышение температуры масла θ_0 и превышение температуры масла θ_x в конце любой ступени x:

$$\theta_0 = \frac{1}{K_n - 1} \sum_{i=1}^{n} \theta_{iy} (K_i - K_{i-1}); \qquad (5.10)$$

$$\theta_x = \frac{1}{K_x} \left[\theta_0 + \sum_{i=1}^{x} \theta_{iy} (K_i - K_{i-1}) \right], \qquad (5.11)$$

где $K_i = e^{\frac{t_i}{T}}$; t_i — интервал времени от начала графика на-

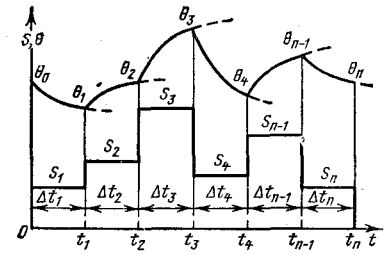


Рис. 5.3. Нагрев масла трансформатора при многоступенчатом графике нагрузки

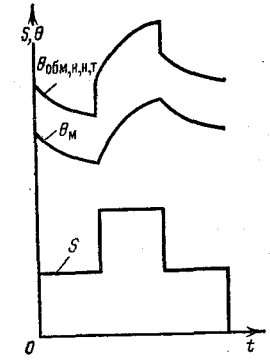


Рис. 5.4. Нагрев масла и обмотки трансформатора в наиболее нагретой точке при двухступенчатом графике нагрузки

грузки до конца i-й ступени; θ_{iy} — установившееся превышение температуры масла в верхних слоях при неизменной нагрузке, равной нагрузке i-го интервала; n — число ступеней графика нагрузки.

Постоянная времени нагрева обмотки значительно меньше постоянной времени нагрева трансформатора и составляет несколько минут. Поэтому можно считать, что при ступенчатом изменении нагрузки температура обмотки в наиболее нагретой точке в момент изменения нагрузки меняется скачком от одного установившегося значения к другому, а далее изменяется соответственно изменению температуры масла (рис. 5.4).

Значение $\theta_{\text{обм,н,н,т}}$ определяется по выражению (5.5).

5.5. ТЕПЛОВОЕ СТАРЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При эксплуатации из-за происходящих химических реакций механическая прочность изоляции снижается и она изнашивается или стареет. Согласно закону Аррениуса срок службы изоляционных материалов составляет:

$$V = e^{M+\frac{N}{\vartheta}}, \qquad (5.12)$$

где M и N — постоянные; ϑ — температура изоляционного материала, К.

Ряд исследователей (Монтзингер и др.) показали, что для изоляции класса А в диапазоне изменения температур 80—140 °С справедливо соотношение

$$V = Ae^{-\alpha\vartheta}, \qquad (5.13)$$

где A — постоянная; α — коэффициент; ϑ — температура изоляции в наиболее нагретой точке (для трансформаторов она численно равна температуре обмотки в наиболее нагретой точке).

Согласно данным различных источников $A \approx (1{,}5 \div 7{,}5) \cdot 10^4$ лет. МЭК рекомендует для изоляции класса А применять шестиградусное правило старения изоляции, которое гласит: срок службы изоляции изменяется вдвое при изменении ее температуры на шесть градусов. При этом $\alpha = 0{,}115$.

Согласно (5.13) срок службы изоляции трансформаторов при номинальной температуре в наиболее нагретой точке (+98 °С) будет:

$$V_{\text{н}} = Ae^{-\alpha\vartheta_{\text{н}}}. \qquad (5.14)$$

На практике удобно пользоваться выражением для относительного срока службы изоляции:

$$\underset{*}{V} = \frac{V}{V_{\text{н}}} = e^{-\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})} \qquad (5.15)$$

или выражением для относительного износа изоляции:

$$L = \frac{1}{\underset{*}{V}} = \frac{V_{\text{н}}}{V} = e^{\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})}. \qquad (5.16)$$

Выражение (5.16) после некоторых преобразований можно представить в более удобном для использования виде. С этой целью изложим условие, при котором выполняется равенство:

$$e^{\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})} = 2^{\beta(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})}.$$

Прологарифмировав левую и правые части, найдем

$$\beta = \frac{\alpha}{0{,}69}.$$

Далее

$$L = e^{\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})} = 2^{\frac{\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})}{0{,}69}} = 2^{\frac{\vartheta-\vartheta_{\text{н}}}{6}}. \qquad (5.17)$$

Относительный износ L показывает, во сколько раз износ изоляции при данной температуре больше или меньше износа при номинальной температуре. В табл. 5.4 и на рис.

Таблица 5.4

Температура изоляции, °С	Относительный срок службы изоляции	Относительный износ изоляции
80	8	0,125
86	4	0,25
92	2	0,5
98	1	1
104	0,5	2
110	0,25	4
116	0,125	8

5.5 показаны зависимости относительного срока службы и относительного износа изоляции от ее температуры.

Как видно, относительный износ изоляции является нелинейной функцией от температуры изоляции. Износ изоляции H за время t оценивают по числу отжитых часов или суток

$$H = Lt. \tag{5.18}$$

В общем случае, когда температура изоляции не остается постоянной во времени, износ изоляции определяется так:

$$H = \int_0^{t_\Sigma} L(t)\,dt, \tag{5.19}$$

где t_Σ — суммарный интервал времени, для которого определяется износ.

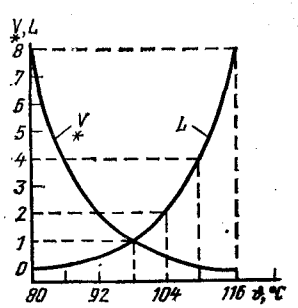


Рис. 5.5. Зависимость относительного износа и относительного срока службы изоляции трансформатора от температуры обмотки

Износ изоляции можно охарактеризовать средним износом за рассматриваемый интервал времени (но не средней температурой за тот же интервал времени):

$$L_{ср} = \frac{1}{t_\Sigma}\int_0^{t_\Sigma} L(t)\,dt = \frac{1}{t_\Sigma}\int_0^{t_\Sigma} 2^{\frac{\vartheta-98}{6}}\,dt; \tag{5.20}$$

в частности, среднесуточный износ изоляции равен

$$L_{ср,сут} = \frac{H_{сут}}{24}. \tag{5.21}$$

Влияние температуры изоляции на ее износ видно из данных табл. 5.5.

Таблица 5.5

№ режима	Температура изоляции, °С	Интервал времени, ч	Износ изоляции, ч	Суммарный износ изоляции, ч
1	104	10	20	23,5
	86	14	3,5	
2	104	10	20	27
	92	14	7	
3	104	12	24	30
	92	12	6	

Ниже приведены данные, показывающие, сколько часов с данной температурой может работать изоляция при условии, что ее износ будет равен нормированному износу за сутки.

Температура изоляции, °С . .	98	101,5	104	107,5	110	113,5
Время работы с данной температурой, ч	24	16	12	8	6	4

Продолжение

Температура изоляции, °С . .	116	119,5	122	125	128	131,5
Время работы с данной температурой, ч	3	2	1,5	1,0	0,75	0,5

При $\vartheta < 80$ °С износ ничтожен и им можно пренебречь.

Температура охлаждающей среды, как правило, не равна номинальной температуре и, кроме того, изменяется во времени. В связи с этим для упрощения расчетов используют эквивалентную температуру охлаждающей среды $\vartheta_{о,эк}$, под которой понимают такую неизменную за расчетный период $t_{расч}$ температуру, при которой износ изоляции трансформатора будет такой же, как и при изменяющейся температуре охлаждающей среды $\vartheta_{от}$ в тот же период. Значение этой температуры при неизменном превышении температуры в наиболее нагретой точке можно найти из уравнения

$$H = \int_0^{t_{расч}} 2^{\frac{\vartheta_{от}+\theta_{обм,н,т}-98}{6}}\,dt =$$

$$= \int_0^{t_{расч}} 2^{\frac{\vartheta_{о,эк}+\theta_{обм,н,т}-98}{6}}\,dt,$$

из которого следует

$$\frac{1}{t_{\text{расч}}}\int_0^{t_{\text{расч}}} 2^{\frac{\vartheta_{ot}}{6}}\,dt = 2^{\frac{\vartheta_{\text{о,эк}}}{6}}. \qquad (5.22)$$

ГОСТ 14209—69 дает рекомендации по определению эквивалентных температур охлаждающей среды:

эквивалентная температура за сутки

$$\vartheta_{\text{о,эк,сут}} \approx \vartheta_{\text{о,ср,сут}};$$

эквивалентная температура за несколько месяцев или за год

$$\vartheta_{\text{о,эк}} = 20 \lg \frac{2^{\frac{\vartheta_{o1}}{6}} + 2^{\frac{\vartheta_{o2}}{6}} + \ldots + 2^{\frac{\vartheta_{oN}}{6}}}{N}, \qquad (5.23)$$

где ϑ_{o1}, ϑ_{o2} и т. д. — эквивалентные температуры, которые допускается принимать равными среднемесячным температурам; N — число месяцев.

Приближенно допускается определять эквивалентные температуры по специальным графикам. В ГОСТ 14209—69 даются графики зависимости эквивалентных месячных температур от среднемесячных и среднегодовых, эквивалентных летних (апрель — август), осенне-зимних (сентябрь — март) и годовых температур от среднегодовых, а также среднегодовые температуры в европейской и азиатской частях СССР.

5.6. НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Длительная работа трансформаторов гарантируется при соблюдении нормированных условий их эксплуатации (см. § 5.1). Реальные условия могут существенно отличаться от нормированных. При этом возникает вопрос о допустимых перегрузках трансформаторов, которые возникают при наличии одного или одновременно нескольких условий:

$$S_{\text{нг}} > S_{\text{т,ном}};$$

$$\vartheta_{\text{о}} > \vartheta_{\text{о,ном}} = +20\ ^\circ\text{C};$$

$$U > U_{\text{т,ном}}.$$

Перегрузки по напряжению нормально должны исключаться схемой и режимом работы электрической сети, а также защитными устройствами. Поэтому обычно рассматривается только допустимость перегрузок по мощности (току) в условиях изменяющейся температуры охлаждающей среды.

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.

Допустимость систематических перегрузок лимитируется износом изоляции. Требуется, чтобы $L_{\text{ср}} \leqslant 1$. При этом ГОСТ 14209—69 вводит дополнительные ограничения: $\vartheta_{\text{обм,н,н,т}} \leqslant 140\ ^\circ\text{C}$; $\vartheta_{\text{м}} \leqslant 95\ ^\circ\text{C}$; $S_{\text{нг}} \leqslant 1{,}5\,S_{\text{т,ном}}$. Последнее условие лимитируется параметрами вводов трансформатора и параметрами устройств РПН (регулирование коэффициента трансформации под нагрузкой) и ПБВ (переключение без возбуждения).

Допустимость аварийных перегрузок лимитируется не износом изоляции, а предельно допустимыми температурами для обмотки и масла: $\vartheta_{\text{обм,н,н,т}} \leqslant 140\ ^\circ\text{C}$, $\vartheta_{\text{м}} \leqslant 115\ ^\circ\text{C}$.

Вопрос о допустимости систематических перегрузок может быть решен с учетом графиков нагрузочной способности трансформаторов, приведенных в ГОСТ 14209—69. Последний содержит 36 графиков для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц при условии, что постоянная времени нагрева трансформатора равна 2,5 или 3,5 ч, а эквивалентная температура охлаждающей среды изменяется от −10 до +40 °С. На рис. 5.6 в качестве примера приведен график нагрузочной способности трансформатора с системой охлаждения ДЦ (Ц) и постоянной времени нагрева 3,5 ч при эквивалентной температуре охлаждающей среды +20 °С. На графике дано семейство кривых $K_2 = f(K_1)$ при различных длительностях перегрузки. Коэффициенты начальной и повышенной нагрузок K_1 и K_2 находятся по выражениям:

$$K_1 = \frac{I_{\text{эк1}}}{I_{\text{т,ном}}} \approx \frac{S_{\text{эк1}}}{S_{\text{т,ном}}} \qquad (5.24)$$

и

$$K_2 = \frac{I_{эк2}}{I_{т,ном}} \approx \frac{S_{эк2}}{S_{т,ном}}, \qquad (5.25)$$

где $I_{эк1}$ и $I_{эк2}$ — эквивалентные токи соответственно начальной и повышенной нагрузок; $S_{эк1}$ и $S_{эк2}$ — эквивалентные мощности соответственно начальной и повышенной нагрузок.

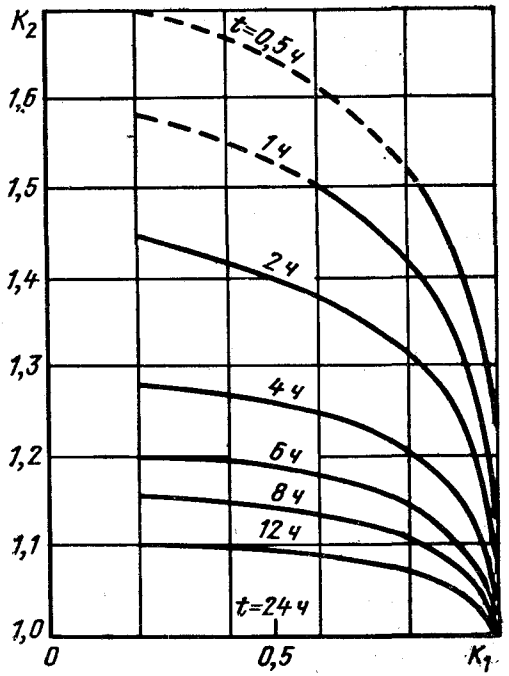


Рис. 5.6. График нагрузочной способности трансформатора

Эквивалентный ток и эквивалентная мощность определяются так:

$$I_{эк} = I_{ср,кв} = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \ldots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}} \qquad (5.26)$$

и

$$S_{эк} = S_{ср,кв} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \ldots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}, \qquad (5.27)$$

где I_n, S_n и t_n — соответственно ток, полная мощность и продолжительность n-й ступени графика нагрузки трансформатора.

При $K_2 > 1{,}5$ кривые на графике показаны пунктиром, так как на работу трансформатора с перегрузками более 50 % требуется согласие завода-изготовителя.

Для пользования графиками нагрузочной способности реальный график нагрузки трансформатора должен быть преобразован в эквивалентный двухступенчатый. При этом возможны три случая:

1) суточный график содержит один максимум нагрузки в зоне перегрузки, где $S_{нг} > S_{т,ном}$;

2) суточный график содержит два максимума нагрузки в той же зоне, причем больший максимум нагрузки является вторым по времени;

3) суточный график в указанной зоне содержит два максимума нагрузки, причем больший является первым по времени.

В первом случае $S_{эк2}$ определяется для зоны, где $S_{нг} > S_{т,ном}$, а $S_{эк1}$ — для зоны продолжительностью в 10 ч, предшествующей режиму перегрузки.

Во втором случае $S_{эк2}$ определяется для зоны, где $S_{нг} > S_{т,ном}$ во время второго максимума нагрузки, а $S_{эк1}$ — для предшествующей зоны в 10 ч, включая первый максимум нагрузки в той мере, в какой он в эту зону входит. В третьем случае $S_{эк2}$ определяется для зоны, где $S_{нг} > S_{т,ном}$ во время первого максимума нагрузки, а $S_{эк1}$ — для последующей зоны в 10 ч, включая второй максимум в той мере, в какой он входит в эту зону.

ГОСТ 14209—69 разрешает использовать так называемое однопроцентное правило систематических перегрузок: если максимум типового (среднего) графика нагрузки трансформатора в летнее время меньше его номинальной мощности, то в зимнее время допускается дополнительная однопроцентная перегрузка трансформатора на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 % (причем должно соблюдаться условие $S_{нг} \leqslant 1{,}5\ S_{т,ном}$).

При работе трансформатора может частично или полностью отказать система принудительного охлаждения (вентиляторы, насосы). При этом, естественно, нагрузка трансформаторов должна быть снижена по значению или по длительности. Соответствующие рекомендации содержатся в ГОСТ 14209—69.

Аварийные перегрузки делятся на два типа:

а) кратковременные вне зависимости от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки трансформатора;

б) длительные в зависимости от предшествующей нагрузки, введенные в ГОСТ с учетом нужд и требований энергосистем.

Значения и длительности кратковременных аварийных перегрузок для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц приведены ниже:

Кратность перегрузки	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0	3,0
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

При аварийных режимах для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц в случае, если коэффициент начальной нагрузки K_1 не превышает 0,93, допускается в течение не более 5 сут перегрузка на 40 % во время максимумов нагрузки, если общая продолжительность последних не превышает 6 ч в сутки. При этом должны быть приняты все возможные меры для усиления охлаждения трансформаторов (включение вентиляторов, насосов системы охлаждения, резервных охладителей и т. п.).

5.7. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

На электростанциях и в электрических сетях энергосистем напряжением 110 кВ и выше нашли достаточно широкое применение трехобмоточные автотрансформаторы. Они используются для связи сетей различного напряжения, а также в качестве блочных автотрансформаторов.

Трехобмоточные автотрансформаторы (рис. 5.7) имеют три обмотки: последовательную — *П*, общую *О* и низшего напряжения — *НН*. Последовательная и общая обмотки

имеют между собой как магнитную, так и электрическую связь. Обмотка низшего напряжения с двумя другими обмотками имеет только магнитную связь. В трехфазном

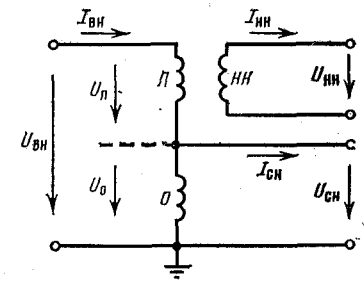


Рис. 5.7. Схема соединений обмоток трехобмоточного автотрансформатора

трехобмоточном автотрансформаторе или в трехфазной группе из однофазных трехобмоточных автотрансформаторов последовательная и общая обмотки соединяются по схеме звезды с глухозаземленной нейтралью, а обмотка низшего напряжения соединяется в треугольник. Возмож-

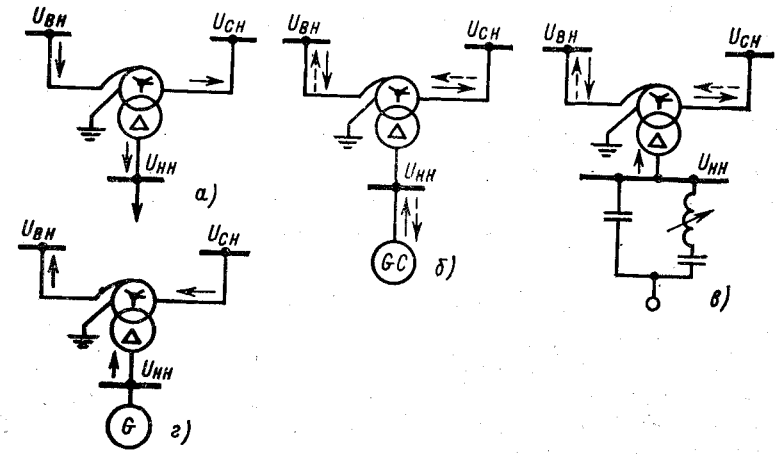


Рис. 5.8. Схемы включения автотрансформаторов:

а — понижающий автотрансформатор; *б* — автотрансформатор связи с синхронным компенсатором на стороне низшего напряжения; *в* — автотрансформатор связи со статическим компенсатором на стороне низшего напряжения; *г* — блочный автотрансформатор

ные схемы включения автотрансформаторов показаны на рис. 5.8. В автотрансформаторах часть мощности из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения и наоборот передается магнитным путем (трансформаторная мощность $S_{тр}$), а часть — электрическим (контактным) путем (электрическая мощность $S_э$).

У автотрансформаторов различают коэффициент трансформации и коэффициент типовой мощности (в литературе он иногда называется также коэффициентом выгодности):

$$n_т = U_{ВН,ном}/U_{СН,ном}$$

и

$$k_{тип} = k_{выг} = \frac{U_{ВН,ном} - U_{СН,ном}}{U_{ВН,ном}} = 1 - \frac{1}{n_т} = \frac{S_{тип}}{S_{ном}},$$

где $S_{тип}$ и $S_{ном}$ — соответственно типовая и номинальная мощности автотрансформатора.

Типовая, т. е. трансформаторная мощность автотрансформатора при номинальных условиях характеризует способность автотрансформатора передавать мощность магнитным путем. Она определяет габариты и стоимость автотрансформатора, а также расход материалов и мощность отдельных обмоток. Связь типовой мощности с номинальными мощностями общей и последовательной обмоток такова

$$S_{тип} = 3U_{о,ном} I_{о,ном} \approx 3U_{п,ном} I_{п,ном} =$$
$$= \sqrt{3}\,(U_{ВН,ном} - U_{СН,ном})\, I_{ВН,ном}.$$

Мощность, которую автотрансформатор может принять из сети высшего напряжения или передать в эту сеть, называется проходной мощностью $S_{прох}$, причем

$$S_{прох} = S_{тр} + S_э.$$

Проходная мощность численно равна предельной мощности, которую автотрансформатор может передать из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения и наоборот при отсутствии нагрузки на обмотке низшего напряжения.

Под номинальной мощностью автотрансформатора по-

нимается проходная мощность при номинальных условиях его работы

$$S_{ном} = S_{прох,ном} = \sqrt{3}U_{ВН,ном} I_{ВН,ном}.$$

Часть мощности передается из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения (или наоборот) не магнитным, а электрическим путем. Эта мощность при номинальных условиях равна

$$S_{э,ном} = S_{прох,ном} - S_{тип} = \sqrt{3}U_{СН,ном} I_{ВН,ном},$$

причем

$$\frac{S_{э,ном}}{S_{ном}} \approx \frac{S_{э,ном}}{S_{прох,ном}} = \frac{U_{СН,ном}}{U_{ВН,ном}}.$$

Чем меньше (ближе к единице) коэффициент трансформации автотрансформатора, тем меньше коэффициент типовой мощности, больше доля мощности, передаваемой электрическим путем, и тем выгоднее использование автотрансформатора (по сравнению с трехобмоточным трансформатором). Ниже приведены сравнительные данные для автотрансформаторов с различными коэффициентами трансформации.

Коэффициент трансформации	150/110	220/110	220/150	330/110	330/150	330/220	500/110	500/150	500/220	500/330
Коэффициент типовой мощности	0,27	0,5	0,32	0,67	0,55	0,33	0,88	0,7	0,56	0,34
$S_{э,ном}/S_{ном}$	0,73	0,5	0,68	0,33	0,45	0,67	0,12	0,3	0,44	0,66

Номинальная мощность обмотки низшего напряжения в зависимости от назначения автотрансформатора принимается равной или меньшей типовой мощности: $S_{НН,ном} \leqslant S_{тип}$. У блочных автотрансформаторов $S_{НН,ном} \approx S_{тип}$, у сетевых автотрансформаторов обычно $S_{НН,ном} < S_{тип}$.

Применение автотрансформаторов позволяет экономить цветные и черные металлы, удешевляет сетевое хозяйство, однако оно приводит и к некоторым отрицательным последствиям для энергосистем. Так, внедрение мощных автотрансформаторов существенно повысило уровень токов

трехфазного и особенно однофазного КЗ в сетях 110—750 кВ. При этом обязательное глухое заземление нейтралей автотрансформаторов уменьшает возможности энергосистем по ограничению токов однофазных КЗ, значения которых в ряде энергосистем превысили значения токов трехфазных КЗ.

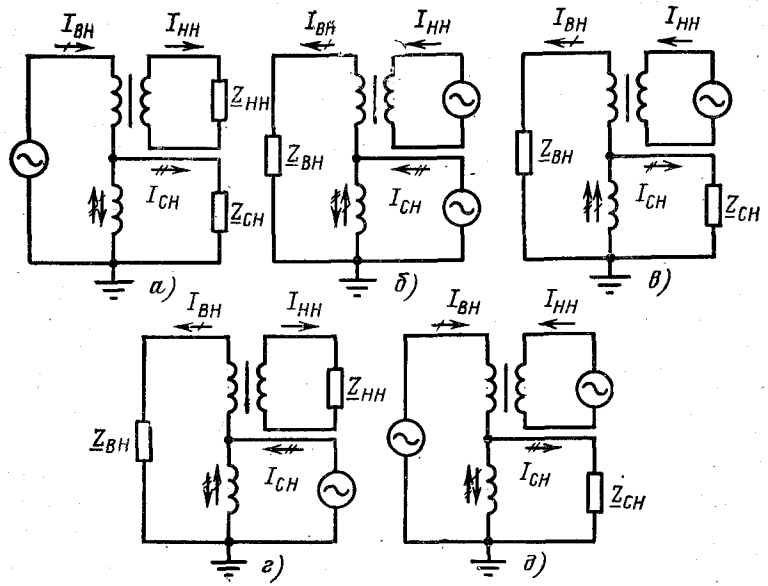


Рис. 5.9. Режимы работы автотрансформаторов

Особенности автотрансформаторов накладывают определенные ограничения на возможные режимы их работы в энергосистеме, что приходится учитывать при выборе схем электрических соединений электростанций и подстанций.

Наиболее экономичными для автотрансформаторов являются понижающий режим с передачей мощности в сети среднего и низшего напряжений (рис. 5.9, *а*), причем в сеть низшего напряжения мощности $S_{НН} \leqslant S_{НН,ном}$ и в сеть среднего напряжения мощности $S_{СН} \leqslant S_{ном} - S_{НН}$, а также повышающий режим (рис. 5.9, *б*) с передачей из сети низшего напряжения в сеть высшего напряжения мощности $S_{НН} \leqslant S_{НН,ном}$ и из сети среднего напряжения в сеть высшего

напряжения мощности $S_{ном} - S_{НН}$. Как видно, в этих режимах может полностью использоваться номинальная мощность автотрансформатора, а ток в общей обмотке равен геометрической разности токов сетей высшего и среднего напряжений.

Допустимым, хотя и неэкономичным, является режим выдачи мощности из сети низшего напряжения в сеть среднего и высшего напряжений (рис. 5.9, *в*). Существенные ограничения накладываются на комбинированные режимы работы автотрансформаторов. Так, например, при переда-

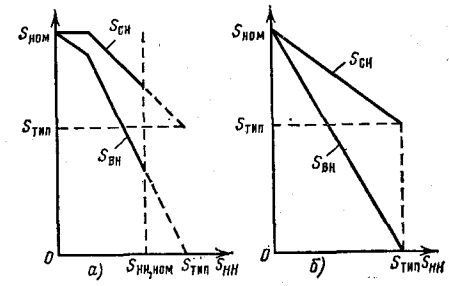


Рис. 5.10. Загрузка обмоток автотрансформатора в комбинированных режимах

че типовой мощности из сети среднего напряжения в сеть низшего напряжения нельзя дополнительно передать какую-либо мощность в сеть высшего напряжения из-за перегрузки общей обмотки (рис. 5.9, *г* и 5.10, *а*). По той же причине при передаче типовой мощности из сети низшего напряжения в сеть среднего напряжения нельзя передать дополнительно какую-либо мощность из сети высшего напряжения (рис. 5.9, *д* и 5.10, *б*).

Пример. Рассмотрим допустимость режимов, показанных на рис. 5.9, применительно к автотрансформатору с условными параметрами:

$$S_{ном} = 200 \text{ МВ·А}; \quad U_{ВН,ном} = 330 \text{ кВ}; \quad U_{СН,ном} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{НН,ном} = 10 \text{ кВ}; \quad k_{тип} = 0{,}333.$$

Пусть коэффициенты мощности нагрузки $\cos\varphi_{нг}$ сетей высшего, среднего и низшего напряжений условно одинаковы, а напряжения сетей численно равны соответствующим номинальным напряжениям автотрансформатора. Определим необходимые для расчетов параметры:

$$S_{тип} = k_{тип} S_{ном} = 0{,}333 \cdot 200 = 66{,}7 \text{ МВ·А};$$

$$I_{\text{о,ном}} = \frac{S_{\text{тип}}}{\sqrt{3}U_{\text{СН,ном}}} = \frac{66,7}{1,73 \cdot 220} = 0,175 \text{ кА}.$$

1-й случай (схема рис. 5.9, *а*).

Пусть $S_{\text{ВН}} = 200$ МВ·А; $S_{\text{СН}} = 133,3$ МВ·А; $S_{\text{НН}} = 66,7$ МВ·А. Тогда

$$I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН, ном}}} = \frac{200}{1,73 \cdot 220} = 0,385 \text{ кА};$$

$$I_{\text{СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3}U_{\text{СН,ном}}} = \frac{133,3}{1,73 \cdot 220} = 0,35 \text{ кА};$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН,ном}}} = \frac{66,7}{1,73 \cdot 10} = 3,86 \text{ кА};$$

$$I_{\text{о,ном}} = \frac{S_{\text{тип}}}{\sqrt{3}U_{\text{СН,ном}}} = \frac{66,7}{1,73 \cdot 220} = 0,175 \text{ кА};$$

$$I_{\text{о}} = I_{\text{ВН}} - I_{\text{СН}} = 0,385 - 0,35 = 0,035 < I_{\text{о,ном}} = 0,175 \text{ кА}.$$

Следовательно, режим допустим.

2-й случай (схема рис. 5.9, *б*).

Пусть $S_{\text{ВН}} = 200$ МВ·А; $S_{\text{СН}} = 133,3$ МВ·А; $S_{\text{НН}} = 66,7$ МВ·А. При этом $I_{\text{о}} = 0,035$ кА $< I_{\text{о,ном}} = 0,175$ кА.

Режим допустим.

3-й случай (схема рис. 5.9, *в*).

Пусть $S_{\text{НН}} = S_{\text{тип}} = 66,7$ МВ·А; $S_{\text{ВН}} = 22,7$ МВ·А; $S_{\text{СН}} = 44$ МВ·А. При этом

$$I_{\text{ВН}} = \frac{22,7}{1,73 \cdot 330} = 0,04 \text{ кА};$$

$$I_{\text{СН}} = \frac{44}{1,73 \cdot 220} = 0,115 \text{ кА};$$

$$I_{\text{о}} = I_{\text{ВН}} + I_{\text{СН}} = 0,155 \text{ кА} < I_{\text{о,ном}} = 0,175 \text{ кА}.$$

Режим допустим.

4-й случай (схема рис. 5.9, *г*).

Пусть $S_{\text{СН}} = 200$ МВ·А; $S_{\text{НН}} = 66,7$ МВ·А; $S_{\text{ВН}} = 133,3$ МВ·А. При этом

$$I_{\text{СН}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,525 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ВН}} = \frac{133,3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,234 \text{ кА};$$

$$I_{\text{о}} = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}} = 0,291 \text{ кА} > I_{\text{о,ном}}.$$

Режим недопустим из-за перегрузки общей обмотки.

5-й случай (схема рис. 5.9, *д*).

Пусть $S_{\text{ВН}} = 133,3$ МВ·А; $S_{\text{НН}} = 66,7$ МВ·А; $S_{\text{СН}} = 200$ МВ·А. Здесь

$$I_{\text{СН}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,525 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ВН}} = \frac{133,3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,234 \text{ кА};$$

$$I_{\text{о}} = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}} = 0,291 \text{ кА} > I_{\text{о,ном}}.$$

Режим недопустим из-за перегрузки общей обмотки.

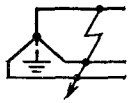
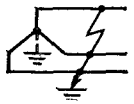
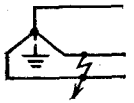
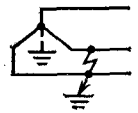
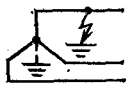
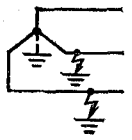
Глава шестая

КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ И НЕПОЛНОФАЗНЫЕ РЕЖИМЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

6.1. ВИДЫ, ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

При эксплуатации электростанций и электрических сетей в них достаточно часто возникают короткие замыкания (КЗ), которые являются одной из основных причин нарушения нормального режима работы электроустановок и даже энергосистемы в целом. Короткое замыкание — это замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима. В свою очередь замыкание — это всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей. На практике замыкания могут быть через дугу или непосредственно (без переходного сопротивления), так называемые «металлические». Ниже рассматриваются только эти замыкания.

Таблица 6.1

Схема	Виды замыкани и коротких замыканий			
	Сети глухозаземленные или эффективно-заземленные		Сети незаземленные или резонансно-заземленные	
	Термин	Обозначение	Термин	Обозначение
	Трехфазное короткое замыкание	$K^{(3)}$	Трехфазное короткое замыкание	$K^{(3)}$
	Трехфазное короткое замыкание на землю	$K^{(1,\,1,\,1)}$	Трехфазное короткое замыкание с землей (имеющее контакт с землей)	$K^{(3\,з)}$
	Двухфазное короткое замыкание	$K^{(2)}$	Двухфазное короткое замыкание	$K^{(2)}$
	Двухфазное короткое замыкание на землю	$K^{(1,\,1)}$	Двухфазное короткое замыкание с землей (имеющее контакт с землей)	$K^{(2\,з)}$
	Однофазное короткое замыкание	$K^{(1)}$	Однофазное замыкание на землю	$З^{(1)}$
	Двойное короткое замыкание на землю	$K^{(1+1)}$	Двойное замыкание на землю	$З^{(1+1)}$

В энергосистемах в зависимости от режима нейтралей электрических сетей могут иметь место различные виды замыканий и коротких замыканий. Их классификация, поясняющие схемы и условные обозначения даны в табл. 6.1.

Токи КЗ с учетом действия устройств релейной защиты обычно существуют незначительное время ($0{,}05 < t < 5$ с), но их приходится тщательно рассчитывать и учитывать ввиду того, что из-за их термического и электродинамического воздействия возможны серьезные повреждения электрооборудования и проводников, ведущие к отказу основного оборудования электроустановок, авариям на электростанциях и подстанциях, а в худшем случае — и к системным авариям. Аварийная статистика показывает, что в крупных энергосистемах, имеющих большое число взаимосвязанных элементов, ежемесячно имеет место значительное число отказов оборудования, а также аварий, в том числе с полным сбросом нагрузки электростанций и отключением крупных нагрузочных узлов. Вследствие цепочечного развития аварий наблюдаются и системные аварии. При этом роль коротких замыканий в возникновении аварийных ситуаций значительна.

В настоящее время при установке в энергосистемах мощных генераторов, трансформаторов и двигателей проблема токов КЗ становится актуальной. Возникает вопрос координации уровней токов КЗ на электрических станциях и в электрических сетях, т. е. вопрос стратегии построения сетей энергосистем на перспективу и согласования параметров электрооборудования и уровней токов КЗ в сетях различного напряжения.

Важным фактором является относительная частота возникновения различных видов КЗ. По усредненным данным проф. С. А. Ульянова она составляет: $K^{(3)}$—5 %; $K^{(2)}$—10 %; $K^{(1)}$ — 65 %; $K^{(1,1)}$ — 20 %. Иногда один вид замыканий переходит в другой (например, в кабельных линиях 6—10 кВ замыкания одной фазы на землю часто переходят в междуфазные КЗ).

Исследования последних лет позволяют уточнить данные применительно к электроустановкам различного типа и напряжения. В табл. 6.2 приведены данные ЦДУ ЕЭС СССР (период наблюдения с 1961 по 1977 г.) об относительной частоте различных видов КЗ в сетях 500 кВ.

Экспертная оценка с привлечением в качестве экспертов

Таблица 6.2

Вид КЗ	Число КЗ	Относительная частота КЗ, %
$K^{(1)}$	1447	94,2
$K^{(2)}$	26	1,7
$K^{(1,1)}$	28	1,8
$K^{(3)}$	36	2,3
Всего	1537	100

30 руководящих инженерно-технических работников различных энергосистем, проведенная кафедрой электрических станций МЭИ в 1979 г., позволила получить данные, приведенные в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Вид КЗ	Относительная частота КЗ, %, в сетях, кВ							
	6—20 (распределительная сеть)	6—20 (сеть блоков)	35	110	220	330	500	750
$K^{(1)}$	61	60	67	83	88	91	96	97
$K^{(2)}$	17	20	18	5	3	4	2	1
$K^{(1,1)}$	11	15	7	8	7	4	1	1
$K^{(3)}$	11	5	8	4	2	1	1	1
Всего	100	100	100	100	100	100	100	100

Обследование мощной энергосистемы показало, что относительная частота различных видов КЗ существенно неодинакова на электростанциях, подстанциях и линиях электропередачи, причем на электростанциях более значительна доля трехфазных и двухфазных КЗ на землю, чем на подстанциях и линиях электропередачи. Следует отметить, что анализ данных об относительной частоте различных видов КЗ затрудняется несовершенством технической документации и ее некачественным ведением в ряде электроустановок, что не позволяет классифицировать значительное число имевших место коротких замыканий.

Относительная аварийность отдельных элементов электрических систем характеризуется данными табл. 6.4 (данные за 1983 г.).

Таблица 6.4

Элемент системы	Относительная аварийность, %
Электрические сети (линии и подстанции)	47
Электрическая часть электростанций	19,1
Силовая часть электростанций	26,2
Тепловые сети	7,7
Всего	100

Данные табл. 6.4 учитывают только аварии в энергосистемах, но не все отказы оборудования. Из этих данных видно, что основная часть повреждений возникает в электрических сетях. Их причиной в большинстве случаев являются различные виды коротких замыканий.

Причинами КЗ обычно являются нарушения изоляции, вызванные:

а) перенапряжениями (особенно в сетях с незаземленными или с резонансно-заземленными нейтралями);

б) прямыми ударами молнии;

в) старением изоляции;

г) механическими повреждениями;

д) набросами посторонних тел, проездом под линиями негабаритных механизмов (краны с поднятой стрелой и т. п.);

е) неудовлетворительным уходом за оборудованием.

Часто причиной повреждений в электрической части электроустановок, сопровождающихся короткими замыканиями, являются неправильные действия обслуживающего персонала, например ошибочные отключения разъединителем цепи с током, включения разъединителей на закоротку, ошибочные действия при переключениях в главных схемах и в схемах релейной защиты и автоматики. Такие действия обусловливают до 50—70 % случаев всех отказов, возникших по вине обслуживающего персонала электроустановок.

Последствия КЗ разнообразны:

а) механические и термические повреждения оборудования;

б) снижение уровня напряжения в сети, ведущее к уменьшению вращающего момента электродвигателей, их торможению, снижению производительности или даже к полной остановке;

в) выпадение из синхронизма отдельных генераторов, электростанций и частей электрической системы, возникновение аварий, включая системные;

г) возгорания в электроустановках;

д) электромагнитное влияние на линии связи и на системы железнодорожных блокировок и т. п.

Расчеты токов КЗ необходимы для:

а) сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических соединений электростанций и подстанций;

б) выбора электрических аппаратов;

в) оценки поведения потребителей при аварийных условиях, определения допустимости того или иного режима;

г) проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;

д) проектирования заземляющих устройств;

е) определения влияния токов КЗ на линии связи;

ж) выбора разрядников;

з) анализа аварий в электроустановках и в электрических системах;

и) оценки допустимости и разработки методики проведения различных испытаний в электрических системах;

к) анализа устойчивости работы энергосистем.

6.2. ДОПУЩЕНИЯ ПРИ РАСЧЕТАХ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ в крупной электрической системе представляет достаточно трудную задачу, требующую для строгого решения применения ЭВМ высокого класса. В целях ее упрощения обычно принимают ряд допущений, не вносящих существенных погрешностей в расчеты, а именно:

а) отсутствие качаний генераторов (принимается, что в процессе КЗ генераторы вращаются синхронно). Такое допущение достаточно правомочно при длительностях КЗ $t_к \leqslant 0{,}5$ с, когда переходный процесс можно считать чисто электромагнитным. При $0{,}5 < t_к \leqslant 3$ с процесс можно считать квазиэлектромагнитным, что требует оценки погрешностей в расчетах токов КЗ из-за неучета изменения частоты вращения генераторов, особенно при близких КЗ. При $t_к > 3$ с расчет токов КЗ следует вести в рамках расчета электромеханического переходного процесса. Неучет механического состояния вращающихся частей генераторов в этом случае может привести к грубым ошибкам в расчетах токов КЗ;

б) линейность всех элементов схемы (неучет насыщения магнитных систем);

в) приближенный учет нагрузок (все нагрузки представляются в виде постоянных индуктивных сопротивлений);

г) пренебрежение активными сопротивлениями элементов схемы при расчете токов КЗ (если $R/x < 1/3$) и учет активных сопротивлений только при определении степени затухания апериодических составляющих токов КЗ;

д) пренебрежение распределенной емкостью электрических линий, за исключением случаев длинных линий и линий в незаземленных и резонансно-заземленных сетях;

е) симметричность всех элементов системы, за исключением места КЗ;

ж) пренебрежение током намагничивания трансформаторов.

Указанные допущения, естественно, приводят к погрешностям в расчетах, однако погрешности обычно не превышают 2—5 % (в оговоренных выше случаях они могут достичь 10 %).

6.3. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ

Расчеты токов КЗ упрощаются при использовании схем замещения. В схемах замещения все величины должны быть взяты при одних и тех же условиях, т. е. выражены в одной и той же системе единиц[1].

При расчетах токов КЗ исходные схемы замещения, в которых представлены конкретные элементы исходных реальных схем, путем последовательных эквивалентных преоб-

[1] Рекомендуется сопротивления, изображенные на схеме замещения, нумеровать числами натурального ряда и обозначать в виде дроби, числитель которой показывает номер сопротивления, а знаменатель — его значение в относительных или именованных единицах.

разований приводятся к простейшим эквивалентным схемам замещения источник — сопротивление — точка КЗ. При этом широко используются известные из курса теоретических основ электротехники способы эквивалентного преобразования схем.

При последовательном соединении n элементов эквивалентное сопротивление равно

$$x_{эк} = \sum_{j=1}^{n} x_j. \tag{6.1}$$

При параллельном соединении n элементов

$$x_{эк} = \frac{1}{\sum_{j=1}^{n} y_j}. \tag{6.2}$$

Звезда сопротивлений может быть преобразована в эквивалентный треугольник сопротивлений со сторонами

$$\left.\begin{aligned} x_{AB} &= x_A + x_B + \frac{x_A x_B}{x_C};\\ x_{BC} &= x_B + x_C + \frac{x_B x_C}{x_A};\\ x_{AC} &= x_A + x_C + \frac{x_A x_C}{x_B}. \end{aligned}\right\} \tag{6.3}$$

При преобразовании треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду сопротивлений используют выражения:

$$\left.\begin{aligned} x_A &= \frac{x_{AB} x_{AC}}{x_{AB} + x_{AC} + x_{BC}};\\ x_B &= \frac{x_{AB} x_{BC}}{x_{AB} + x_{AC} + x_{BC}};\\ x_C &= \frac{x_{AC} x_{BC}}{x_{AB} + x_{AC} + x_{BC}}. \end{aligned}\right\} \tag{6.4}$$

Следует отметить, что любая n-лучевая звезда всегда может быть приведена к эквивалентному полному n-угольнику, причем проводимости ветвей многоугольника и звезды связаны соотношением

$$y_{ik} = \frac{y_i y_k}{\sum_{j=1}^{n} y_j}. \tag{6.5}$$

С другой стороны, преобразование полного n-угольника в эквивалентную n-лучевую звезду возможно не всегда, а только в тех случаях, когда проводимости ветвей полного многоугольника и звезды связаны соотношением (6.5). Такие условия можно искусственно создать, если расщепить на две параллельные полуветви некоторые ветви полного n-угольника, с тем чтобы для одной полуветви соблюдалось условие (6.5).

В общем случае любая пассивная схема с n внешними узлами может быть преобразована в полный n-угольник с теми же узлами (рис. 6.1). Число ветвей такого n-угольника равно $n(n-1)/2$; для определения сопротивлений или проводимостей ветвей необходимо такое же число независимых опытов на внешних узлах или независимых уравнений относительно токов и напряжений внешних узлов. Так, приложив к узлу β напряжение U_β относительно земли и измерив токи во всех остальных узлах, одновременно замкнутых на землю, можно сразу определить все сопротивления вида $\underline{\overline{Z}}_{\beta\alpha}$, которые являются сопротивлениями ветвей, непосредственно связывающих узлы β и α:

$$\underline{\overline{Z}}_{\beta\alpha} = \frac{\boldsymbol{U}_\beta}{\boldsymbol{I}_\alpha}, \tag{6.6}$$

где $\alpha = 1, 2, 3, \ldots, \beta-1, \beta+1, \ldots, n$.

Аналогичным образом, прикладывая напряжение к другим узлам, находят сопротивления других ветвей эквивалентной схемы в виде полного многоугольника. Планирование эксперимента позволяет существенно уменьшить число необходимых опытов.

Если исходная схема содержит m узлов с источниками и узел α, в котором требуется определить ток КЗ, то составляется схема замещения в виде полного $(m+1)$-угольника. Ток КЗ в узле α будет равен:

$$\boldsymbol{I}_\alpha = \sum_{\beta=1}^{m} \boldsymbol{E}_\beta \underline{y}_{\beta\alpha} = \sum_{\beta=1}^{m} \boldsymbol{E}_\beta \underline{\overline{y}}_{\beta\alpha}, \tag{6.7}$$

где $\underline{y}_{\beta\alpha}$ — взаимная проводимость между узлами β и α; $\underline{\bar{y}}_{\beta\alpha}$ — проводимость ветви схемы полного $(m+1)$-угольника, непосредственно соединяющей узлы β и α.

Схемы в виде полных многоугольников являются также наиболее общими схемами замещения для электрических систем с взаимоиндукцией между элементами, например для воздушных электрических линий, идущих по общей трассе, для многопроводных систем, для многообмоточных трансформаторов и т. д.

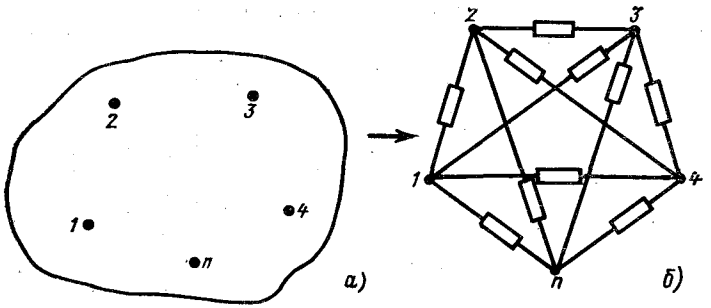


Рис. 6.1. Общий случай преобразования схем:

а — исходная пассивная схема; *б* — эквивалентная схема в виде полного *n*-угольника

Параметры ветвей схемы в виде полного многоугольника находятся следующим образом. Для исходной схемы (рис. 6.2) записывается уравнение в матричной форме

$$\mathbf{U} = \mathbf{ZI}, \tag{6.8}$$

где **U** — матрица падений напряжений на элементах; **Z** — матрица собственных и взаимных сопротивлений элементов; **I** — матрица токов элементов.

Далее определяется матрица проводимостей **Y**

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Z}^{-1}.$$

По элементам матрицы **Y** находятся сопротивления ветвей схемы полного многоугольника:

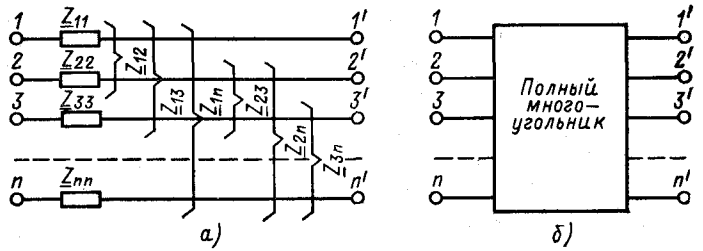


Рис. 6.2. Преобразование схем с взаимоиндукцией между элементами:

а — исходная схема; *б* — эквивалентная схема в виде полного многоугольника без взаимоиндукции между ветвями

$$\left.\begin{aligned} \underline{\bar{Z}}_{jj'} &= \frac{1}{\underline{y}_{jj}}; \\ \underline{\bar{Z}}_{jk} = \underline{\bar{Z}}_{j'k'} &= \frac{1}{-\underline{y}_{jk}}; \\ \underline{\bar{Z}}_{jk'} = \underline{\bar{Z}}_{j'k} &= -\underline{Z}_{jk}. \end{aligned}\right\} \tag{6.9}$$

6.4. СИСТЕМЫ ИМЕНОВАННЫХ И ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ЕДИНИЦ

Расчет токов КЗ можно провести как в системе именованных единиц, так и в системе относительных единиц. В последнем случае величины, принятые в качестве основания системы или единиц измерения, называются базисными.

При расчетах токов КЗ представляют интерес следующие четыре величины: $U_б$, $I_б$, $Z_б$, $S_б$. Однако только две из них могут быть взяты в качестве базисных произвольно, так как дополнительно имеются еще два уравнения, связывающие базисные величины:

закон Ома для трехфазной цепи

$$I_б = \frac{U_б}{\sqrt{3}\,Z_б} \tag{6.10}$$

и уравнение мощности для трехфазной цепи

$$S_б = \sqrt{3}\,U_б I_б. \tag{6.11}$$

Выбрав базисные величины, определяют значения отдельных величин в относительных единицах (обычно их обозначают буквами со звездочкой).

При базисных условиях (базисные величины произвольные)

$$\underset{*}{U}_{(б)} = \frac{U}{U_б};$$

$$\underset{*}{I}_{(б)} = \frac{I}{I_б};$$

$$\underset{*}{S}_{(б)} = \frac{S}{S_б};$$

$$\underset{*}{Z}_{(б)} = \frac{Z}{Z_б} = \frac{Z\sqrt{3}\, I_б U_б}{U_б U_б} = Z\frac{S_б}{U_б^2};$$

При номинальных условиях (базисные величины равны номинальным)

$$\underset{*}{U}_{(н)} = \frac{U}{U_{ном}};$$

$$\underset{*}{I}_{(н)} = \frac{I}{I_{ном}};$$

$$\underset{*}{S}_{(н)} = \frac{S}{S_{ном}};$$

$$\underset{*}{Z}_{(н)} = \frac{Z}{Z_{ном}} = Z\frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}.$$

(6.12)

Зная значения величин в относительных единицах, можно найти их значения в именованных единицах:

$$U = \underset{*}{U}_{(б)} U_б; \qquad U = \underset{*}{U}_{(н)} U_{ном};$$

$$I = \underset{*}{I}_{(б)} I_б; \qquad I = \underset{*}{I}_{(н)} I_{ном};$$

$$S = \underset{*}{S}_{(б)} S_б; \qquad S = \underset{*}{S}_{(н)} S_{ном};$$

$$Z = \underset{*}{Z}_{(б)} Z_б = \underset{*}{Z}_{(б)}\frac{U_б^2}{S_б}; \qquad Z = \underset{*}{Z}_{(н)} Z_{ном} = \underset{*}{Z}_{(н)}\frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}.$$

(6.13)

Иногда требуется перейти от величин, выраженных в относительных единицах при номинальных условиях, к величинам, выраженным в относительных единицах при базисных условиях. При этом следует использовать выражения:

$$\underset{*}{U}_{(б)} = \underset{*}{U}_{(н)}\frac{U_{ном}}{U_б};$$

$$\underset{*}{I}_{(б)} = \underset{*}{I}_{(н)}\frac{I_{ном}}{I_б};$$

$$\underset{*}{S}_{(б)} = \underset{*}{S}_{(н)}\frac{S_{ном}}{S_б};$$

$$\underset{*}{Z}_{(б)} = \underset{*}{Z}_{(н)}\frac{Z_{ном}}{Z_б} = \underset{*}{Z}_{(н)}\frac{U_{ном}^2 S_б}{S_{ном} U_б^2}.$$

(6.14)

Аналогичным образом получают соотношения и для других величин, используемых при расчетах переходных процессов в электрических системах. В частности, если за базисную угловую скорость принять синхронную угловую скорость $\omega_с$, то

$$\underset{*}{\omega}_{(б)} = \frac{\omega}{\omega_б} = \frac{\omega}{\omega_с}$$

и

$$\underset{*}{\omega}_{с} = 1.$$

При этом

$$L_б = \frac{x_б}{\omega_б} = \frac{x_б}{\omega_с};$$

$$\Psi_б = \frac{U_б}{\omega_б} = \frac{U_б}{\omega_с};$$

$$\underset{*}{x}_{(б)} = \underset{*}{\omega}_{с}\underset{*}{L}_{(б)} = \underset{*}{L}_{(б)};$$

$$\underset{*}{\Psi}_{(б)} = \underset{*}{I}_{(б)}\underset{*}{L}_{(б)} = \underset{*}{I}_{(б)}\underset{*}{x}_{(б)};$$

$$\underset{*}{E}_{(б)} = \underset{*}{\omega}_{с}\underset{*}{\Psi}_{(б)} = \underset{*}{\Psi}_{(б)};$$

$$t_б = \frac{1}{\omega_б} = \frac{1}{\omega_с};$$

$$\underset{*}{t}_{(б)} = \frac{t}{t_б} = \omega_с t;$$

$$T = \frac{L}{r} = \frac{x}{\omega_с r} = \frac{\underset{*}{x}_{(б)}}{\omega_с \underset{*}{r}_{(б)}};$$

$$T_{*(б)} = \frac{T}{t_б} = \omega_c T = \omega_c \frac{L}{r} = \frac{x}{r} = \frac{x_{*(б)}}{r_{*(б)}}.$$

Если в тексте оговорено, что величины выражены в относительных единицах, то звездочки в расчетных выражениях часто опускают.

6.5. ПРИВЕДЕНИЕ МАГНИТНО-СВЯЗАННЫХ ЦЕПЕЙ

Дополнительные трудности при расчетах токов КЗ возникают, если в схеме имеется несколько магнитно-связанных цепей. Для расчета токов КЗ все величины предварительно должны быть приведены к одной ступени напряжения.

Пусть имеем схему с четырьмя ступенями напряжения, показанную на рис. 6.3. Если пренебречь токами намагничивания, то для трансформаторов можно принять, что отношение числа витков равно отношению соответствующих напряжений при холостом ходе трансформатора, т. е.

$$\frac{w_1}{w_2} \approx \frac{U_{1x}}{U_{2x}} = n. \qquad (6.15)$$

При этом точное приведение в именованных единицах величин, измеренных, например, на первой ступени, к четвертой ступени напряжения можно произвести, используя соотношения:

$$\left.\begin{aligned} \overset{\circ}{x}_г &= x_г \left(\frac{U_{номII}}{U_{номI}}\right)^2 \left(\frac{U_{номIII}}{U_{номII}}\right)^2 \left(\frac{U_{ном\,IV}}{U_{номIII}}\right)^2 = x_г n_1^2 n_2^2 n_3^2; \\ \overset{\circ}{E}_г &= E_г n_1 n_2 n_3; \\ \overset{\circ}{I}_г &= I_г \frac{1}{n_1 n_2 n_3}; \\ \overset{\circ}{S}_г &= S_г, \end{aligned}\right\} \qquad (6.16)$$

где n_1, n_2, n_3 — коэффициенты трансформации соответствующих трансформаторов.

Естественно, что мощность в неразветвленной электрической цепи является величиной, инвариантной по отношению к различным ступеням напряжения.

Расчеты упрощаются, если в качестве напряжений холостого хода трансформаторов принять средненоминальные напряжения электрических сетей, к которым присоединены соответствующие обмотки трансформаторов. Для сетей напряжением до 220 кВ включительно справедливо соотношение:

$$U_{ср,ном} = 1{,}05 U_{сети,ном},$$

а для сетей 330 кВ и выше

$$U_{ср,ном} = 1{,}025 U_{сети,ном}.$$

При этом $U_{ср,ном}$=3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 340; 515; 770 кВ.

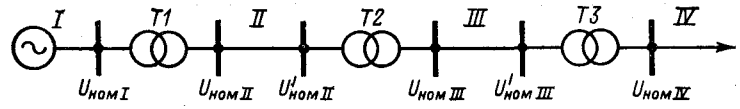


Рис. 6.3. Пример схемы с несколькими магнитно-связанными контурами

Используя коэффициенты трансформации, определенные как отношения средненоминальных напряжений ступеней, получаем выражения для приближенного приведения в именованных единицах:

$$\left.\begin{aligned} \overset{\circ}{x}_г &= x_г \left(\frac{U_{ср,IV}}{U_{срI}}\right)^2; \\ \overset{\circ}{E}_г &= E_г \left(\frac{U_{срIV}}{U_{срI}}\right); \\ \overset{\circ}{I}_г &= I_г \left(\frac{U_{срI}}{U_{срIV}}\right), \end{aligned}\right\}$$

где $U_{срIV}$ — средненоминальное напряжение ступени, к которой ведется приведение; $U_{срI}$ — средненоминальное напряжение данной ступени.

Приближенное приведение магнитно-связанных цепей может быть также произведено с использованием системы относительных единиц. При этом в качестве независимых базисных величин удобно принять $S_б$ и $U_б = U_{ср,ном}$.

Базисная мощность $S_б$ принимается одной и той же на всех ступенях напряжения, а базисное напряжение $U_б$ на каждой ступени свое, чем и учитывается наличие трансформаторной связи между магнитно-связанными цепями. Далее для каждой ступени напряжения находятся базисный ток и базисное сопротивление:

$$I_{б,j} = \frac{S_б}{\sqrt{3}\,U_{б,j}};$$

$$Z_{б,j} = \frac{U^2_{б,j}}{S_б}.$$

Покажем, что при принятии указанных условий правильно учитываются трансформаторные связи.

Пусть имеем схему, содержащую двухобмоточный трансформатор. Для первой ступени, взятой за основную, примем $S_б$, $U_{бI}$. Далее найдем $I_{бI}$, а также $U_{бII}$ и $I_{бII}$ и приведем ток второй ступени к первой ступени напряжения:

$$\underset{*2(б)}{I} = I_2 \frac{U_{бII}\sqrt{3}}{U_{бI}\,I_{бI}\sqrt{3}} = I_2 \frac{U_{бII}\sqrt{3}}{S_б} = \frac{I_2}{I_{бII}}.$$

Полученный результат подтверждает правильность указанного выше способа приведения магнитно-связанных цепей.

Ниже даны формулы для нахождения сопротивлений различных элементов при базисных условиях:

генератора

$$\underset{*}{x''_{d(б)}} = \underset{*}{x''_{d(н)}} \frac{S_б}{S_{ном}},$$

где $\underset{*}{x''_{d(н)}}$ — сверхпереходное индуктивное сопротивление машины при номинальных условиях;

трансформатора

$$\underset{*}{x_{т(б)}} = \frac{u_к(\%)\,S_б}{100 S_{ном}};$$

линии и реактора (если его индуктивность задана в омах)

$$\underset{*}{x_{(б)}} = x \frac{S_б}{U^2_б};$$

реактора (если его индуктивность задана в относительных единицах при номинальных условиях)

$$\underset{*}{x_{р(б)}} = \underset{*}{x_{р(н)}} \frac{I_б\,U_{ном}}{I_{ном}\,U_б}.$$

6.6. ТРЕХФАЗНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

Общая характеристика переходного процесса при коротком замыкании. При КЗ возникает переходный электромеханический процесс. При малых длительностях КЗ его условно можно считать чисто электромагнитным (см. § 6.2). Переход системы от одного состояния к другому сопровождается появлением свободных токов, накладывающихся на принужденные токи. Основные трудности при расчетах токов КЗ в энергосистемах вызываются спецификой поведения вращающихся машин (генераторов, двигателей, синхронных компенсаторов) при переходных процессах.

Рассмотрим трехфазное КЗ в цепи, питаемой от источника неизменного напряжения.

Для начального момента времени, очевидно, справедливы соотношения:

$$\left.\begin{aligned} i_{(0)} &= \frac{U_m}{Z_{нг}} \sin(\alpha - \varphi_{нг}); \\ i_{п0} &= \frac{U_m}{Z_к} \sin(\alpha - \varphi_к), \end{aligned}\right\} \qquad (6.17)$$

где $Z_{нг}$ и $Z_к$ — сопротивления цепи соответственно в нормальном нагрузочном режиме и при КЗ; $\varphi_{нг}$ и $\varphi_к$ — фазы тока при тех же режимах; α — начальная фаза короткого замыкания.

Здесь и далее нуль в скобках означает конечный момент перед коммутацией (т. е. —0), а нуль без скобок — начальный момент после коммутации (т. е. +0). Периодическая и апериодическая составляющие токов КЗ обозначаются соответственно индексами «п» и «а». Обычно $\varphi_к > \varphi_{нг}$, причем $\varphi_к$ близок к 90°.

Поскольку в момент короткого замыкания

$$i_0 = i_{(0)} = i_{п0} + i_{а0},$$

то

$$i_{а0} = i_{(0)} - i_{п0}.$$

Ток короткого замыкания в любой момент времени равен:

$$i_t = i_{\text{пр}t} + i_{\text{св}t} = i_{\text{п}t} + i_{\text{а}t} = i_{\text{п}t} + i_{\text{а}0}\, e^{-t/T_\text{а}} = \frac{U_m}{Z_\text{к}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_\text{к}) + \left[\frac{U_m}{Z_\text{нг}} \sin(\alpha - \varphi_\text{нг}) - \frac{U_m}{Z_\text{к}} \sin(\alpha - \varphi_\text{к})\right] e^{-t/T_\text{а}}, \tag{6.18}$$

где $T_\text{а}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

На рис. 6.4 показано возможное изменение периодических и апериодических составляющих токов фаз при трех-

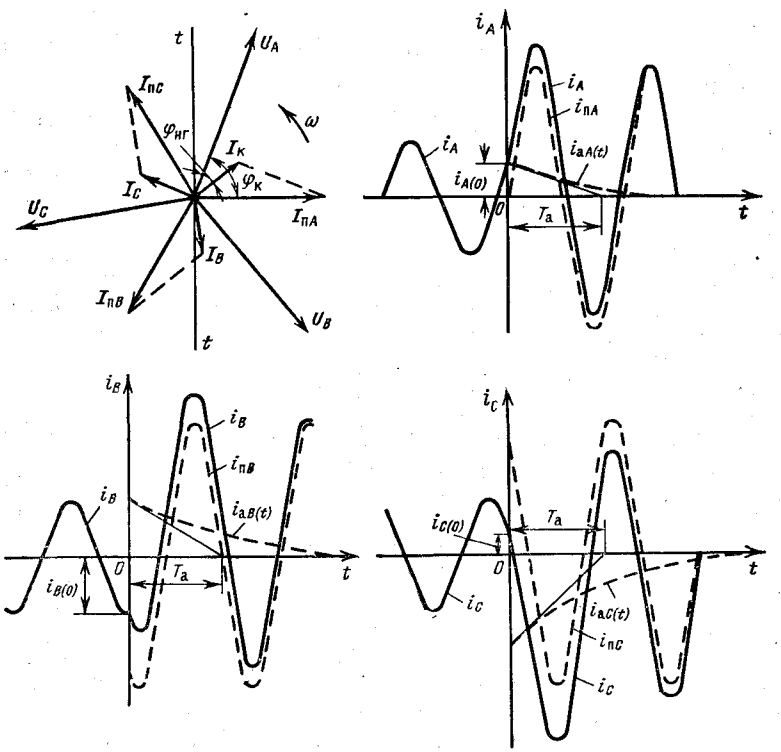


Рис. 6.4. Векторная диаграмма и осциллограммы токов в фазах при трехфазном КЗ в простейшей электрической цепи

фазном КЗ. Как видно, значения апериодических составляющих токов КЗ в фазах A, B, C различны. Начальные значения апериодических составляющих токов зависят как от фазы включения цепи на КЗ (определяется по фазе напряжения сети в момент КЗ), так и от предшествующей нагрузки поврежденной цепи. Наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент $i_{\text{а}0}$ возникает при КЗ в цепи, предварительно работавшей с опережающим током. Если не считаться с возможностью такого режима и принять $\varphi_\text{к} \approx 90°$, то максимум апериодической составляющей тока КЗ имеет место при нулевой фазе включения на КЗ предварительно ненагруженной цепи. При этом

$$i_{\text{а}0} = I_{\text{п}m} = \sqrt{2} I_{\text{п}0} \tag{6.19}$$

и ударный ток

$$i_\text{уд} \approx i_{0,01} = \sqrt{2}\, I_{\text{п}0} + \sqrt{2} I_{\text{п}0}\, e^{-0,01/T_\text{а}} = \sqrt{2}\, I_{\text{п}0} \left(1 + e^{-0,01/T_\text{а}}\right) = \sqrt{2}\, k_\text{уд}\, I_{\text{п}0}, \tag{6.20}$$

где

$$T_\text{а} = \frac{x_\text{к}}{\omega r_\text{к}}; \tag{6.21}$$

$$k_\text{уд} = \frac{i_\text{уд}}{\sqrt{2}\, I_{\text{п}0}} \text{ — ударный коэффициент.} \tag{6.22}$$

Из (6.20) следует, что

$$1 < k_\text{уд} < 2, \tag{6.23}$$

причем если $x_\text{к}/r_\text{к} \to 0$, то $k_\text{уд} \to 1$; если $x_\text{к}/r_\text{к} \to \infty$, то $k_\text{уд} \to 2$.

Зависимость ударного коэффициента от отношения $x_\text{к}/r_\text{к}$ и от постоянной времени $T_\text{а}$ показана на рис. 6.5. За время $3T_\text{а}$ апериодическая составляющая тока КЗ практически затухает (составляет 5 % первоначального значения).

При наличии в сети нескольких контуров апериодическая составляющая тока КЗ в поврежденной цепи есть сумма апериодических токов. Действительно, если в операторной форме изображение тока КЗ имеет вид:

$$I(p) = \frac{F_1(p)}{pF_2(p)}, \tag{6.24}$$

то в соответствии с формулой разложения

$$i_t = \frac{F_1(0)}{F_2(0)} + \sum_{k=1}^{n} \frac{F_1(p_k)}{p_k F_2'(p_k)} e^{p_k t} =$$

$$= i_{nt} + i_{at} = i_{nt} + \sum_{k=1}^{n} i_{a0k} e^{-t/T_{a,k}}, \qquad (6.25)$$

где p_1, p_2,..., p_k — корни характеристического уравнения; $T_{a1} = -1/p_1$; $T_{a2} = -1/p_2$, ..., $T_{ak} = -1/p_k$ — постоянные времени.

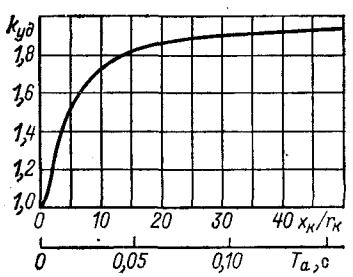


Рис. 6.5. Зависимость ударного коэффициента от отношения $x_к/r_к$ и от постоянной времени T_a

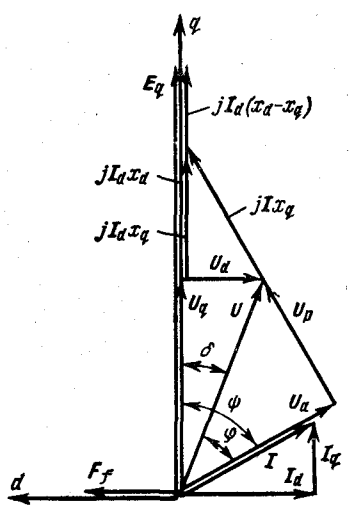


Рис. 6.6. Векторная диаграмма явнополюсного синхронного генератора

При расчетах максимальное начальное значение апериодической составляющей тока КЗ в поврежденной цепи определяют по выражению (6.19), считая в первом приближении, что она затухает во времени по экспоненциальному закону с эквивалентной постоянной времени

$$T_{a,эк} \approx \frac{x_{к\Sigma}(r=0)}{\omega r_{к\Sigma}(x=0)}, \qquad (6.26)$$

где $x_{к\Sigma}(r=0)$ и $r_{к\Sigma}$ $(x=0)$ — суммарные индуктивное и активное сопротивления сети относительно точки КЗ соответственно в чисто реактивной (все $r=0$) и в чисто активной (все $x=0$) схемах замещения сети.

Соотношения индуктивных и активных сопротивлений для характерных элементов сети даны ниже. Они используются для оценки эквивалентных постоянных времени затухания апериодической составляющей тока КЗ при расчетах токов КЗ в конкретных схемах.

Наименование элемента	x/r
Турбогенераторы	15—150
Гидрогенераторы	40—90
Трансформаторы	7—50
Реакторы 6—10 кВ	15—80
Воздушные электрические линии	2—8
Кабельные электрические линии 6—10 кВ	0,2—0,8
Обобщенная нагрузка	2,5

При расчетах токов КЗ в случаях недостатка исходной информации могут быть ориентировочно приняты следующие значения ударных коэффициентов: 1,8 при КЗ в сложной разветвленной сети напряжением 35 кВ и выше с несколькими источниками; 1,2—1,4 при КЗ за относительно протяженной (2—3 км) кабельной линией 6—10 кВ; 1,9—1,95 для тока генератора при КЗ на его выводах или на небольшом электрическом удалении от него.

В случае короткого замыкания в сети, питаемой от источника ограниченной мощности, следует считаться с тем, что во времени изменяются как апериодическая, так и амплитуда периодической составляющей тока КЗ. Изменение последней обусловленно размагничивающим действием реакции статора генератора, а также действием регулятора возбуждения. Задача автоматического регулятора возбуждения состоит в поддержании на выводах генератора номинального напряжения при всех возможных режимах работы генератора. Входными величинами различных систем АРВ генераторов обычно являются напряжение прямой последовательности генератора и ток статора генератора, а также их производные. Для систем возбуждения синхронных машин (см. гл. 4) ГОСТ лимитирует значение предельного (потолочного) возбуждения $U_{fпр}$ (отн. ед.) и скорость нарастания напряжения возбуждения v_f (отн. ед./с).

Установившийся режим короткого замыкания — разновидность нагрузочного режима. При установившемся ре-

жиме переходный процесс во всех цепях, включая цепи возбуждения электрических машин, закончен и свободные токи отсутствуют.

Для расчетов установившегося режима КЗ необходимо знать характеристики холостого хода и короткого замыкания синхронной машины, ее сопротивления x_d, x_q, x_σ и предельный (потолочный) ток возбуждения $I_{f\text{пр}}$. При расчетах режимов электрических машин обычно используют ненасыщенные значения x_d и x_q; при этом

$$x_{d*} = \frac{c}{ОКЗ}, \tag{6.27}$$

где $c \approx 1{,}05 \div 1{,}2$.

У неявнополюсных машин $x_q \approx x_d$; у явнополюсных машин $x_q \approx 0{,}6\, x_d$.

При расчетах токов КЗ характеристику холостого хода $E_q = f(I_f)$ для простоты спрямляют через точку с координатами $E_{q*} = 1$, $I_{f*} = 1$. При этом в относительных единицах:

$$x_{d*} = \frac{1}{ОКЗ} \tag{6.28}$$

и

$$E_{q*} = I_{f*}. \tag{6.29}$$

Иногда требуется знать ток ротора $\overset{\circ}{I}_f$, приведенный к цепи статора. Этот ток находится по выражению

$$\overset{\circ}{I}_f = \frac{I_f}{x_{ad}}, \tag{6.30}$$

где x_{ad} — реактивность взаимоиндукции машины.

В соответствии с векторной диаграммой явнополюсного синхронного генератора (рис. 6.6) и с учетом (6.29) имеем в относительных единицах:

$$E_q = I_f \approx \sqrt{(U\cos\varphi)^2 + (U\sin\varphi + Ix_d)^2}. \tag{6.31}$$

Из векторной диаграммы

$$E_q = U_q + I_d x_d = I_d (x_d + x_{\text{вш}}) + I_q r_{\text{вш}}$$

и

$$I_q = I_d \operatorname{ctg}\psi = I_d \frac{r_{\text{вш}}}{x_{\text{вш}} + x_q}.$$

Отсюда после преобразований получим

$$I_d = \frac{E_q (x_q + x_{\text{вш}})}{(x_d + x_{\text{вш}})(x_q + x_{\text{вш}}) + r_{\text{вш}}^2}; \tag{6.32}$$

$$I_q = \frac{E_q r_{\text{вш}}}{(x_d + x_{\text{вш}})(x_q + x_{\text{вш}}) + r_{\text{вш}}^2}; \tag{6.33}$$

$$I = \sqrt{I_d^2 + I_q^2} = \frac{E_q \sqrt{(x_q + x_{\text{вш}})^2 + r_{\text{вш}}^2}}{(x_d + x_{\text{вш}})(x_q + x_{\text{вш}}) + r_{\text{вш}}^2}. \tag{6.34}$$

Для неявнополюсных машин последнее выражение можно представить в более простом виде

$$I = \frac{E_q}{\sqrt{(x_d + x_{\text{вш}})^2 + r_{\text{вш}}^2}}. \tag{6.35}$$

Анализ соотношений параметров в реальных энергосистемах показывает, что при расчетах токов КЗ явнополюсностью машин в первом приближении можно пренебречь.

При установившемся КЗ в зависимости от того, где находится точка КЗ, возможны два режима работы генераторов: режим предельного возбуждения и режим нормального напряжения.

Режим нормального напряжения характеризуется следующими соотношениями:

$$E_q \leqslant E_{q\text{пр}};\quad U_\text{г} = U_{\text{г,ном}};\quad I_\text{г} \leqslant I_\text{кр};\quad x_{\text{вш}} \geqslant x_\text{кр}, \tag{6.36}$$

где $I_\text{кр}$ и $x_\text{кр}$ — критические ток и сопротивление.

При КЗ точно за $x_\text{кр}$ генератор работает с предельным возбуждением и напряжение на выводах генератора равно номинальному. Этому случаю соответствует критический ток $I_\text{кр} = U_\text{ном}/x_\text{кр}$.

Режим предельного возбуждения имеет место, если

$$E_q = E_{q\text{пр}};\quad U_\text{г} \leqslant U_{\text{г,ном}};\quad I_\text{г} \geqslant I_\text{кр};\quad x_{\text{вш}} \leqslant x_\text{кр}. \tag{6.37}$$

При коротком замыкании за критическим сопротивлением справедливо соотношение:

$$\frac{E_{q\text{пр}} - U_{\text{г,ном}}}{x_d} = \frac{U_{\text{г,ном}}}{x_\text{кр}},$$

отсюда

$$x_\text{кр} = x_d \frac{U_{\text{г,ном}}}{E_{q\text{пр}} - U_{\text{г,ном}}}. \tag{6.38}$$

Обобщенная нагрузка при расчетах установившегося КЗ учитывается следующими параметрами:

$$\left.\begin{aligned} x^*_{\text{нг(н)}} &= 1{,}2; \\ E^*_{\text{нг(н)}} &= 0. \end{aligned}\right\} \tag{6.39}$$

Сопротивление нагрузки выражается в относительных единицах при полной рабочей мощности нагрузки (МВ·А) и при средненоминальном напряжении сети, к которой нагрузка реально подсоединена.

При расчете установившегося КЗ в схеме с несколькими генераторами необходимо:

а) составить схему замещения;

б) задаться режимами работы генераторов и ввести их в схему замещения соответствующими параметрами:

$$E_{q\text{пр}} \text{ и } x_d \text{ или } U_{\text{г,ном}} \text{ и } x = 0;$$

в) ввести в схему нагрузки, если необходимо учесть их влияние на токи КЗ (обычно учитываются только нагрузки, электрически близкие к точке КЗ);

г) найти ток в месте короткого замыкания;

д) найти токораспределение в схеме и проверить режимы работы генераторов.

Если полученные значения токов генераторов или напряжений на их выводах не удовлетворяют соотношениям заданного режима, то необходимо задаться новыми режимами и повторить расчет.

Начальный момент короткого замыкания. Для расчета начального значения периодической составляющей тока КЗ можно воспользоваться тем, что при внезапном изменении режима результирующее потокосцепление ротора и его угловая скорость вращения остаются неизменными:

$$\left.\begin{aligned} \Psi_{f0} &= \Psi_{f(0)}; \\ \omega_{\text{г}0} &= \omega_{\text{г}(0)}. \end{aligned}\right\} \tag{6.40}$$

Результирующему потокосцеплению соответствует определенная расчетная ЭДС, также неизменная в первый момент переходного процесса. Результирующая или так называемая переходная ЭДС, а также переходная реактивность машины без демпферных обмоток могут быть получены из известной схемы замещения этой машины:

$$E'_q = E_{qf}\frac{x_{ad}}{x_{\sigma f}+x_{ad}} = E_{qf}\frac{x_{ad}}{x_f} \tag{6.41}$$

и

$$x'_d = x_\sigma + x_{\sigma f} \parallel x_{ad} = x_\sigma + \frac{x_{\sigma f}x_{ad}}{x_f}, \tag{6.42}$$

причем

$$E'_{q0} = E'_{q(0)} = U_{q(0)} + I_{d(0)}x'_d. \tag{6.43}$$

Для машины с демпферными обмотками (контурами) результирующая сверхпереходная ЭДС и сверхпереходная реактивность соответственно равны:

$$E''_q = \frac{E_{qf}\dfrac{1}{x_{\sigma f}} + E_{q1d}\dfrac{1}{x_{\sigma 1d}}}{\dfrac{1}{x_{\sigma f}} + \dfrac{1}{x_{\sigma 1d}} + \dfrac{1}{x_{ad}}} \tag{6.44}$$

и

$$x''_d = x_\sigma + x_{ad} \parallel x_{\sigma f} \parallel x_{\sigma 1d}, \tag{6.45}$$

причем

$$E''_{q0} = E''_{q(0)} = U_{q(0)} + I_{d(0)}x''_d. \tag{6.46}$$

Как сверхпереходная, так и переходная ЭДС остаются неизменными в начальный момент переходного процесса.

Использовать выражения (6.43) и (6.46) для определения E'_{q0} и E''_{q0} неудобно, так как при этом токи и напряжения машины необходимо раскладывать на составляющие по осям d и q. Воспользуемся другим подходом. Рассмотрим векторные диаграммы неявнополюсных и явнополюсных машин в предшествующем режиме (рис. 6.7). Для машин с демпферными контурами имеем:

$$E''_{q(0)} \approx E''_{(0)} \approx U_{(0)} + I_{(0)}x''_d \sin\varphi_{(0)}; \tag{6.47}$$

аналогично для машин без демпферных контуров:

$$E'_{q(0)} \approx E'_{(0)} \approx U_{(0)} + I_{(0)}x'_d \sin\varphi_{(0)}. \tag{6.48}$$

Средние значения сопротивлений x'_d и x''_d, а также ЭДС $E'_{q(0)}$ и $E''_{q(0)}$ машин мощностью до 100 МВт, работающих до короткого замыкания с полной нагрузкой, номинальным напряжением и $\cos\varphi_{(0)}=0{,}8$, приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Тип генераторов	Значение реактивного сопротивления, отн. ед.		Значение ЭДС, отн. ед.	
	x'_d	x''_d	$E'_{q(0)}$	$E''_{q(0)}$
Турбогенераторы	0,2	0,13	1,12	1,078
Гидрогенераторы	0,35	0,25	1,21	1,15

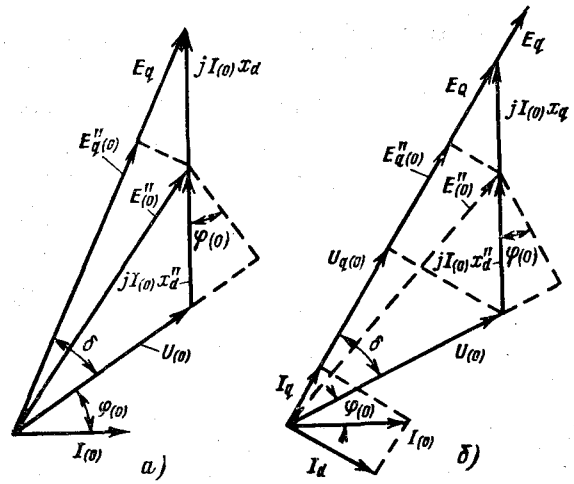


Рис. 6.7. Векторные диаграммы синхронных машин:
а — неявнополюсная машина; *б* — явнополюсная машина

Как видно из табл. 6.5, переходная и сверхпереходная ЭДС мало отличаются от единицы. Поэтому в приближенных расчетах независимо от нагрузки генераторов, предшествующей КЗ, часто принимают $E'_{*q(0)}=1$ и $E''_{*q(0)}=1$, что, строго говоря, соответствует режиму холостого хода до КЗ. Если требуется учесть предварительный нагрузочный режим машин, то их ЭДС рассчитывают по (6.47) и (6.48).

Обобщенная нагрузка при расчете начального тока КЗ обычно учитывается следующими параметрами, отн. ед., при полной рабочей мощности нагрузки, МВ·А, и среднеминальном напряжении сети, к которой подключена нагрузка:

$$E''_{*нг(н)} = 0{,}8$$

и

$$x''_{*нг(н)} = 0{,}35.$$

Если характер нагрузки известен, то ее эквивалентные расчетные параметры могут быть уточнены. Например, для одиночного асинхронного двигателя

$$x''_{*нг(н)} \approx \frac{1}{I_{*п(н)}} = x''_{*д(н)} = x_{*к(н)}. \qquad (6.49)$$

Согласно известной векторной диаграмме асинхронного двигателя

$$E''_{нг} \approx U_{(0)} - I_{(0)} x''_д \sin\varphi_{(0)}. \qquad (6.50)$$

Если, например, $I_{*п(н)}=5$ и $\cos\varphi_{(0)}=0{,}8$, то $x''_{*д(н)}=0{,}2$ и $E''_{*нг(н)}=1-1\cdot0{,}2\cdot0{,}6=0{,}88$.

Порядок расчета тока в начальный момент КЗ состоит в следующем:

а) составляется схема замещения, в которую генераторы вводятся ЭДС E''_q или E'_q и сопротивлениями соответственно x''_d или x'_d в зависимости от того, имеются или отсутствуют у машин демпферные контуры; ЭДС генераторов рассчитываются по выражению (6.47) или (6.48); при необходимости в схему замещения вводится и нагрузка;

б) схема замещения свертывается относительно точки КЗ и находится ток в месте КЗ;

в) производится распределение тока КЗ по ветвям схемы.

Расчет начального значения периодической составляющей тока КЗ можно также произвести, используя теорему об активном двухполюснике. Ток в месте КЗ (аварийный ток) равен:

$$I_{п0} = I_к = \frac{U_{(0)}}{x_{вх}} \approx \frac{U_{сети,ном}}{x_{вх}}, \qquad (6.51)$$

где $U_{(0)}$ — напряжение в месте КЗ до его возникновения; $U_{сети,ном}$ — номинальное напряжение сети, в которой возникло КЗ.

Ток в произвольной j-й ветви схемы находится суммиро-

рованием тока предшествующего режима этой ветви и соответствующей доли аварийного тока

$$I_j = I_{j(0)} + I_{j,к}.$$

Входное сопротивление пассивного двухполюсника находится при замкнутых на нулевую точку схемы концах всех генераторных ветвей (за сопротивлениями генераторов); его легко можно определить на расчетном столе постоянного или переменного тока.

Общие уравнения переходного процесса синхронных машин. Переходный процесс в электрической машине любого типа (синхронной, асинхронной и др.) может быть описан системой дифференциальных уравнений в той или иной системе координат. Выбор системы координат определяется конкретными исходными условиями решаемой задачи.

Рассмотрим схему замещения синхронной машины, имеющей обмотку возбуждения и по одному демпферному контуру в продольной и поперечной осях (рис. 6.8). Для нее можно записать систему уравнений в фазных координатах:

$$\left.\begin{aligned} u_A &= -\frac{d\Psi_A}{dt} - r i_A;\\ u_B &= -\frac{d\Psi_B}{dt} - r i_B;\\ u_C &= -\frac{d\Psi_C}{dt} - r i_C;\\ u_f &= \frac{d\Psi_f}{dt} + r_f i_f;\\ 0 &= \frac{d\Psi_{1d}}{dt} + r_{1d} i_{1d};\\ 0 &= \frac{d\Psi_{1q}}{dt} + r_{1q} i_{1q}. \end{aligned}\right\} \qquad (6.52)$$

Входящие в эту систему потокосцепления обмоток выражаются уравнениями:

$$\left.\begin{aligned} \Psi_A &= L_A i_A + M_{AB} i_B + M_{AC} i_C + M_{Af} i_f + M_{A1d} i_{1d} + \\ &\quad + M_{A1q} i_{1q};\\ \Psi_B &= M_{BA} i_A + L_B i_B + M_{BC} i_C + M_{Bf} i_f + M_{B1d} i_{1d} + \\ &\quad + M_{B1q} i_{1q} \end{aligned}\right\} \qquad (6.53)$$

и т. д.

Уравнения для потокосцеплений удобно выразить в матричной форме, учитывая при этом принцип взаимности для коэффициентов взаимоиндукции

$$\begin{vmatrix} \Psi_A \\ \Psi_B \\ \Psi_C \\ \Psi_f \\ \Psi_{1d} \\ \Psi_{1q} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} L_A & M_{AB} & M_{AC} & M_{Af} & M_{A1d} & M_{A1q} \\ M_{BA} & L_B & M_{BC} & M_{Bf} & M_{B1d} & M_{B1q} \\ M_{CA} & M_{CB} & L_C & M_{Cf} & M_{C1d} & M_{C1q} \\ M_{fA} & M_{fB} & M_{fC} & L_f & M_{f1d} & M_{f1q} \\ M_{1dA} & M_{1dB} & M_{1dC} & M_{1df} & L_{1d} & M_{1d1q} \\ M_{1qA} & M_{1qB} & M_{1qC} & M_{1qf} & M_{1q1d} & L_{1q} \end{vmatrix} \times$$

$$\times \begin{vmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_f \\ i_{1d} \\ i_{1q} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} L_A & M_{AB} & M_{AC} & M_{Af} & M_{A1d} & M_{A1q} \\ M_{AB} & L_B & M_{BC} & M_{Bf} & M_{B1d} & M_{B1q} \\ M_{AC} & M_{BC} & L_C & M_{Cf} & M_{C1d} & M_{C1q} \\ M_{Af} & M_{Bf} & M_{Cf} & \boxed{L_f} & \boxed{M_{f1d}} & 0 \\ M_{A1d} & M_{B1d} & M_{C1d} & \boxed{M_{f1d}} & \boxed{L_{1d}} & 0 \\ M_{A1q} & M_{B1q} & M_{C1q} & 0 & 0 & \boxed{L_{1q}} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_f \\ i_{1d} \\ i_{1q} \end{vmatrix}. \qquad (6.54)$$

Между обмотками, у которых магнитные оси сдвинуты на 90°, магнитная связь отсутствует, поэтому соответствующие коэффициенты взаимоиндукции равны нулю. Величины в прямоугольниках ввиду симметрии статора относительно ротора не зависят от пространственного положения ротора; остальные же величины зависят от положения ротора.

Подставив (6.54) в (6.52), получим систему дифференциальных уравнений с переменными коэффициентами, решение которой обычными способами без применения ЭВМ затруднено.

Как же изменяются коэффициенты само- и взаимоиндукции? Применительно к рис. 6.9, где A, B, C — направле-

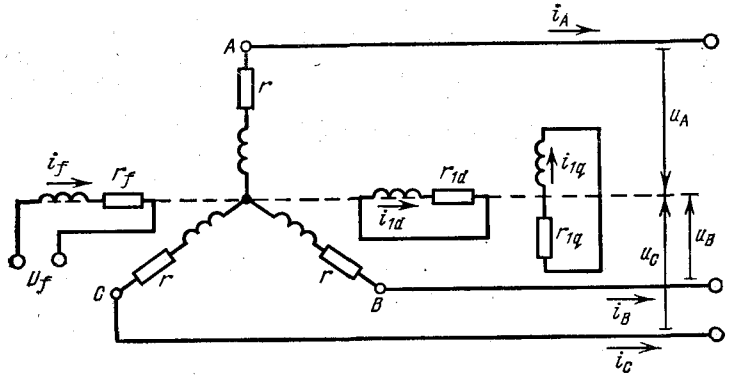


Рис. 6.8. Схема замещения синхронной машины, имеющей по одному демпферному контуру в продольной и поперечной осях

ния магнитных осей соответственно обмоток фаз A, B, C; d, q — положительные направления продольной и поперечной осей ротора; γ — угол между продольной осью ротора d и магнитной осью фазы A; ω — угловая скорость вращения ротора, имеем:

коэффициенты взаимоиндукции между обмотками ротора и обмоткой фазы A соответственно равны:

$$M_{fA} = M_{Af} = M_d \cos\gamma;$$

$$M_{1dA} = M_{A1d} = M_d \cos\gamma;$$

$$M_{1qA} = M_{A1q} = M_q \cos\left(\gamma - \frac{\pi}{2}\right) = M_q \sin\gamma,$$

где M_d — коэффициент взаимоиндукции при совпадении оси d с магнитной осью фазы A; M_q — коэффициент взаимоиндукции при совпадении оси q с магнитной осью фазы A;

коэффициенты взаимоиндукции между обмоткой возбуждения и обмотками фаз B и C соответственно равны:

$$M_{fB} = M_d \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right);$$

$$M_{fC} = M_d \cos\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) = M_d \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right);$$

индуктивности фазных обмоток и взаимоиндуктивности между ними имеют постоянную составляющую и переменную составляющую двойной частоты

$$L_A = l_0 + l_2 \cos 2\gamma;$$

$$M_{AB} = m_0 + m_2 \cos 2\left(\gamma - \frac{\pi}{3}\right);$$

$$L_B = l_0 + l_2 \cos 2\left(\frac{2\pi}{3} - \gamma\right) = l_0 + l_2 \cos 2\left(\gamma + \frac{\pi}{3}\right);$$

$$L_C = l_0 + l_2 \cos 2\left(\frac{4\pi}{3} - \gamma\right) = l_0 + l_2 \cos 2\left(\gamma - \frac{\pi}{3}\right);$$

$$M_{AC} = m_0 + m_2 \cos 2\left(\gamma + \frac{\pi}{3}\right);$$

$$M_{BC} = m_0 + m_2 \cos 2\gamma.$$

Коэффициенты l и m можно получить, используя паспортные параметры машин:

$$\left.\begin{aligned} l_0 &= \frac{1}{3}(L_d + L_q + L_0);\\ l_2 &= m_2 = \frac{1}{3}(L_d - L_q);\\ m_0 &= \frac{1}{3}\left(L_0 - \frac{L_d + L_q}{2}\right). \end{aligned}\right\} \quad (6.55)$$

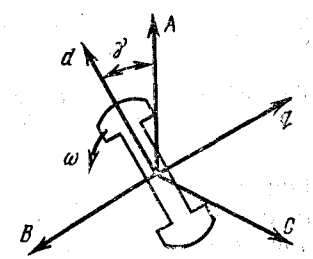


Рис. 6.9. К определению пространственного положения ротора

Известно, что мгновенные значения фазных величин (u, i, Ψ, e) можно получить различными путями, например как проекции фазных векторов соответствующих величин на неподвижную ось времени или как проекции обобщенного вектора на неподвижные магнитные оси фаз. Обобщенный или изображающий вектор может в общем случае характеризовать фазные величины, изменяющиеся во времени по произвольному закону (в этом случае обобщенный вектор имеет переменный модуль и вращается с переменной скоростью, описывая сложную фигуру). В частном случае при постоянстве модуля обобщенный вектор описывает окружность. Представление фазных величин f_A, f_B, f_C через обобщенный вектор возможно, если соблюдается условие:

$$f_A + f_B + f_C = 0. \quad (6.56)$$

Обобщенный вектор может быть спроектирован на оси любой системы координат, поэтому он позволяет перейти

от одной системы координат к другой, т. е. осуществить линейное преобразование координат.

Если нет дополнительных условий или уравнений связи, то число новых переменных после преобразования должно быть равно числу старых переменных до преобразования. Обозначим некоторые старые переменные через i_A, i_B, i_C, а новые переменные через i_x, i_y, i_z. Эти переменные связаны так:

$$\begin{vmatrix} i_x \\ i_y \\ i_z \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} K_{xA} & K_{xB} & K_{xC} \\ K_{yA} & K_{yB} & K_{yC} \\ K_{zA} & K_{zB} & K_{zC} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{vmatrix}. \qquad (6.57)$$

Естественно, что преобразование возможно только в том случае, если определитель системы не равен нулю, т. е. $D \neq 0$.

Один из токов удобно выбрать следующим образом:

$$i_z = \frac{1}{3}(i_A + i_B + i_C) = i_0,$$

так как в практических задачах i_0 часто оказывается равным нулю. При таком выборе i_z имеет место равенство:

$$K_{zA} = K_{zB} = K_{zC} = \frac{1}{3}.$$

В случае, когда ток $i_0 \neq 0$, он все равно практически не оказывает влияния на движение ротора и может быть дополнительно учтен в полных токах фаз.

Из трех новых токов (i_x, i_y, i_z) только два тока могут быть представлены на векторной диаграмме, а ток i_0 должен быть учтен отдельно. Для двух токов достаточно двух осей, лучше всего ортогональных. Исходя из этого, в зависимости от условий решаемой задачи можно использовать несколько систем координат вида x, y, 0:

а) систему α, β, 0, где оси α и β жестко связаны со статором, причем ось α совмещена с осью фазы A;

б) систему d, q, 0, где оси d и q жестко связаны с ротором, причем ось d совмещена с продольной осью ротора и опережает ось q;

в) систему d_c, q_c, 0, где оси d_c и q_c вращаются в пространстве с синхронной скоростью;

г) систему 1, 2, 0, где равные по модулю переменные f_1 и f_2 вращаются на комплексной плоскости в противоположные стороны.

Переход к осям x, y, 0 физически равносилен переходу к условной двухфазной машине. Рассмотрим уравнения машины в осях d, q, 0.

Пусть ротор вращается с произвольной угловой скоростью ω. Тогда в соответствии с рис. 6.10

$$\gamma = \omega t + \gamma_0.$$

Далее

$$\begin{vmatrix} f_A \\ f_B \\ f_C \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \cos\gamma & \sin\gamma & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{vmatrix} \qquad (6.58)$$

и обратно

$$\begin{vmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{vmatrix} = \frac{2}{3} \begin{vmatrix} \cos\gamma & \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\gamma & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} f_A \\ f_B \\ f_C \end{vmatrix}. \qquad (6.59)$$

Пусть обобщенный вектор потокосцепления Ψ образует с магнитной осью фазы A угол α (рис. 6.11)

$$\Psi = \Psi e^{j\alpha},$$

причем модуль вектора и угол α непостоянны, т. е. $\Psi = f(t)$ и $\alpha = f(t)$. Тогда

$$\boldsymbol{E} = -\frac{d\Psi}{dt} = -\frac{d(\Psi e^{j\alpha})}{dt} = -\frac{d\Psi}{dt} e^{j\alpha} - j\Psi e^{j\alpha} \frac{d\alpha}{dt} = \boldsymbol{E}_{\text{тр}} + \boldsymbol{E}_{\text{вр}}. \qquad (6.60)$$

Как видно, результирующая ЭДС машины содержит

две составляющие, а именно трансформаторную ЭДС и ЭДС вращения.

Перейдет к осям d, q, совместив эти оси с осями комплексной плоскости. Тогда будем иметь

$$\Psi = \Psi_q + \Psi_d = \Psi_q e^{j(\gamma-\pi/2)} + \Psi_d e^{j(\gamma-\pi/2+\pi/2)} = \\ = (\Psi_q + j\Psi_d) e^{j(\gamma-\pi/2)}, \qquad (6.61)$$

откуда

$$\boldsymbol{E} = -\frac{d\Psi}{dt} = -\left(\frac{d\Psi_q}{dt} + j\frac{d\Psi_d}{dt}\right) e^{j(\gamma-\pi/2)} -$$

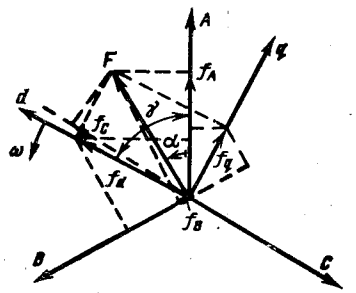


Рис. 6.10. Преобразование координат

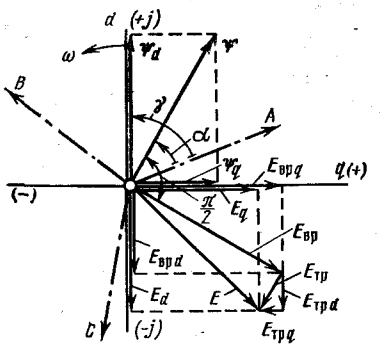


Рис. 6.11. Обобщенные векторы потокосцепления и ЭДС и их разложение на составляющие в координатах d и q

$$- j(\Psi_q + j\Psi_d) e^{j(\gamma-\pi/2)} \frac{d\gamma}{dt} = \left(\Psi_d \frac{d\gamma}{dt} - \frac{d\Psi_q}{dt}\right) e^{j(\gamma-\pi/2)} -$$

$$- j\left(\Psi_q \frac{d\gamma}{dt} + \frac{d\Psi_d}{dt}\right) e^{j(\gamma-\pi/2)} = \boldsymbol{E}_q + \boldsymbol{E}_d = \boldsymbol{E}_{врq} + \boldsymbol{E}_{трq} + \\ + \boldsymbol{E}_{врd} + \boldsymbol{E}_{трd}. \qquad (6.62)$$

Таким образом, результирующая ЭДС, как и следовало ожидать, содержит ЭДС вращения и трансформаторные ЭДС в обеих осях (d и q).

Р. Парк и независимо от него А. А. Горев дали следующую полную систему дифференциальных уравнений синхронной машины в осях d, q, 0, получившую в литературе название системы уравнений Парка — Горева:

$$\left.\begin{aligned} u_d &= -\frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q \frac{d\gamma}{dt} - r i_d; \\ u_q &= -\frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d \frac{d\gamma}{dt} - r i_q; \\ u_0 &= -\frac{d\Psi_0}{dt} - r i_0; \\ u_f &= \frac{d\Psi_f}{dt} + r_f i_f; \\ 0 &= \frac{d\Psi_{1d}}{dt} + r_{1d} i_{1d}; \\ 0 &= \frac{d\Psi_{1q}}{dt} + r_{1q} i_{1q}; \\ m_т - m_{эм} &= T_J \frac{d\omega}{dt}, \end{aligned}\right\} \qquad (6.63)$$

где

$$\left.\begin{aligned} \Psi_d &= x_d i_d + x_{ad} i_f + x_{ad} i_{1d}; \\ \Psi_q &= x_q i_q + x_{aq} i_{1q}; \\ \Psi_f &= x_{ad} i_d + x_f i_f + x_{ad} i_{1d}; \\ \Psi_{1d} &= x_{ad} i_d + x_{ad} i_f + x_{1d} i_{1d}; \\ \Psi_{1q} &= x_{aq} i_q + x_{1q} i_{1q}; \\ m_{эм} &= \frac{3}{2}(\Psi_q i_d - \Psi_d i_q). \end{aligned}\right\} \qquad (6.64)$$

Ток короткого замыкания в произвольный момент времени. Ток КЗ синхронного генератора изменяется во времени. Это изменение обусловлено размагничивающим действием реакции статора, затуханием свободных токов и действием автоматического регулятора возбуждения.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ основной частоты равно:

$$I_{nt} = \sqrt{I_{dnt}^2 + I_{qnt}^2}. \qquad (6.65)$$

При коротком замыкании на выводах генератора и ра-

боте машины в режиме подъема возбуждения составляющие $I_{d\text{п}t}$ и $I_{q\text{п}t}$ равны:

$$I_{d\text{п}t} = \frac{E_{q(0)}}{x_d} + \left(\frac{E'_{q(0)}}{x'_{d(1d)}} - \frac{E_{q(0)}}{x_d}\right) e^{-t/T'_d} + \left(\frac{E''_{q(0)}}{x''_d} - \frac{E'_{q(0)}}{x'_{d(1d)}}\right) e^{-t/T''_d} + \Delta I_{\text{пр}} F_d(t) =$$

$$= I_\infty + (I' - I_\infty) e^{-t/T'_d} + (I'' - I') e^{-t/T''_d} + \frac{E_{q\text{пр}} - E_{q(0)}}{x_d} F_d(t); \quad (6.66)$$

$$I_{q\text{п}t} = \left(\frac{U_{d(0)}}{x''_q} - \frac{U_{d(0)}}{x_q}\right) e^{-t/T''_q}, \quad (6.67)$$

где I_∞, I', I'' — соответственно установившееся, переходное и сверхпереходное значения периодической составляющей тока КЗ;

$$x'_{d(1d)} = x_d \frac{T'_d}{T'_{d0}} \approx x_d \frac{T'_f + T'_{1d}}{T_{f0} + T_{1d0}} \approx (0{,}9 \div 1)\, x'_d;$$

$$x''_q = x_q - \frac{x^2_{aq}}{x_{1q}};$$

T'_d, T''_d, T''_q — постоянные времени затухания токов, причем

$$T'_d \approx T'_f + T'_{1d};$$

$$T''_d \approx \frac{\sigma' T'_f T'_{1d}}{T'_f + T'_{1d}}$$

и

$$T''_q = T_{1q0} \frac{x''_q}{x_q};$$

$$T'_f = T_{f0} \frac{x'_d}{x_d} = T_{f0}\left(1 - \frac{x^2_{ad}}{x_d x_f}\right)$$

— постоянная времени обмотки возбуждения при замкнутой статорной обмотке и разомкнутой демпферной обмотке;

$$T'_{1d} = T_{1d0}\left(1 - \frac{x^2_{ad}}{x_d x_{1d}}\right)$$

— постоянная времени демпферной обмотки при замкнутой обмотке статора и разомкнутой обмотке возбуждения;

$$T_{f0} = \frac{x_f}{r_f};$$

$$T_{1d0} = \frac{x_{1d}}{r_{1d}};$$

$$\sigma' = 1 - \frac{(x'_{ad})^2}{x'_f x'_{ad}};$$

$$x'_{ad} = \frac{x_\sigma x_{ad}}{x_\sigma + x_{ad}} = \frac{x_\sigma x_{ad}}{x_d};$$

$$x'_f = x_f - \frac{x^2_{ad}}{x_d} = x_{\sigma f} + x'_{ad};$$

$$x'_{1d} = x_{1d} - \frac{x^2_{ad}}{x_d} = x_{\sigma 1d} + x'_{ad};$$

$$T_{1q0} = \frac{x_{1q}}{r_{1q}}.$$

Наконец, функция

$$F_d(t) = \varphi(T'_d; T''_d; T_e; T_{1d\sigma}),$$

где

$$T_{1d\sigma} = \frac{x_{1d\sigma}}{r_{1d}} = \frac{x_{1d} - x_{ad}}{r_{1d}};$$

T_e — постоянная времени системы возбуждения.

Полный ток фаз кроме периодической составляющей содержит еще апериодическую составляющую и составляющую двойной частоты, обусловленную несимметрией ротора и наличием апериодической составляющей тока статора. Так, например, ток фазы A равен:

$$i_A = i_{\text{п}A} + i_{aA} + i_{2A} = i_{\text{п}A} - [u_{q(0)} \cos\gamma_{(0)} + u_{d(0)} \sin\gamma_0] \frac{x''_d + x''_q}{2x''_d x''_q} e^{-t/T_a} - [u_{q(0)} \cos(2\omega t + \gamma_0) -$$

$$- u_{d(0)} \sin(2\omega t + \gamma_0)] \frac{x''_q - x''_d}{2x''_d x''_q} e^{-t/T_a}, \quad (6.68)$$

где

$$T_a = x_2/r. \quad (6.69)$$

Сопротивление обратной последовательности

$$x_2 = \frac{2x''_d x''_q}{x''_d + x''_q}. \quad (6.70)$$

Практические методы расчета токов КЗ для произвольного момента времени. Расчет токов КЗ по точным выражениям в реальных схемах с несколькими источниками затруднен. В то же время на практике часто не требуется высокой точности расчетов. Из-за этого для вычисления токов КЗ в произвольный момент времени оказывается возможным и целесообразным использовать практические приближенные методы расчета. При этом вводятся дополнительные упрощения:

а) закон изменения периодической составляющей тока КЗ в схеме с одним генератором распространяется на схему с многими генераторами;

б) изменение апериодической составляющей тока КЗ в сложной схеме учитывается приближенно;

в) нагрузка учитывается упрощенно в виде усредненного во времени комплексного сопротивления;

г) роторы всех синхронных машин в магнитном отношении считаются симметричными. Это допущение позволяет не разлагать электрические величины на составляющие по продольной и поперечной осям машин и не учитывать вторые гармоники тока.

При расчете токов КЗ нашли применение два метода: метод расчетных (типовых) кривых и метод спрямленных характеристик.

Метод расчетных кривых основан на применении специальных расчетных кривых изменения токов КЗ, построенных в 1940 г. для типовых отечественных генераторов средней мощности (до 100 МВт). Параметры таких генераторов приведены в табл. 6.6. Для всех генераторов принята стандартная характеристика холостого хода (по данным ЛПЭО «Электросила»).

Таблица 6.6

Параметр	Значение параметра для		
	турбогенераторов	гидрогенераторов	
		с демпферными обмотками	без демпферных обмоток
x''_d, отн. ед.	0,125	0,2	0,27
x''_q, отн. ед.	0,175	0,3	0,65
x'_d, отн. ед.	0,21	0,3	0,3
x_d, отн. ед.	1,72	1	1
x_q, отн. ед.	1,72	0,65	0,65
x_σ, отн. ед.	0,11	0,17	0,17
ОКЗ	0,7	1,06	1,06
T_{f0q} с	7	5	5
T_e, с	0,57	0,57	0,57
$I_{f\text{ном}}$, отн. ед.	2,26	1,8	1,8
$I_{f\text{пр}}$, отн. ед.	3,96	3,15	3,15

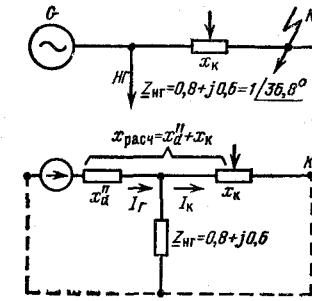


Рис. 6.12. Схема, принятая при построении расчетных кривых:

а — исходная схема; *б* — схема замещения

Для схемы, приведенной на рис. 6.12, по точным выражениям определена периодическая составляющая тока в месте КЗ

$$I_{пt} = f\left(x_к, x''_d, Z_{нг}, t, I_{f,t}, x_d, x'_d, F_d(t), T'_d, T''_d\right)$$

и полученный ток построен в координатах

$$I_{*пt(н)} = \varphi\left[x_{*расч(н)}\right],$$

где

$$x_{*расч(н)} = x''_{*d(н)} + x_{*к(н)}. \quad (6.71)$$

Расчетные кривые построены для турбо- и гидрогенераторов с АРВ и без АРВ (рис. 6.13, 6.14).

При определении тока КЗ по расчетным кривым:

а) составляют схему замещения системы, вводят в нее генераторы сопротивлениями x''_{d*}; нагрузки в схему не вводят;

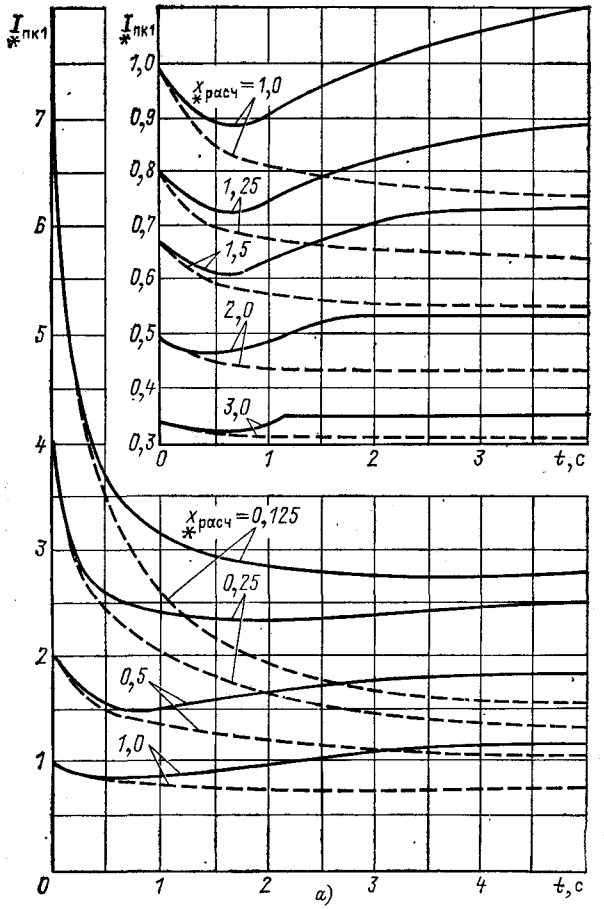


Рис. 6.13. Расчетные кривые для турбогенератора средней мощности:

а — за аргумент принято время *t*; АРВ; - - - - при отсутствии АРВ

б) свертывают схему относительно точки КЗ и определяют результирующее сопротивление системы $x_{*расч(б)}$;

в) приводят результирующее сопротивление системы к

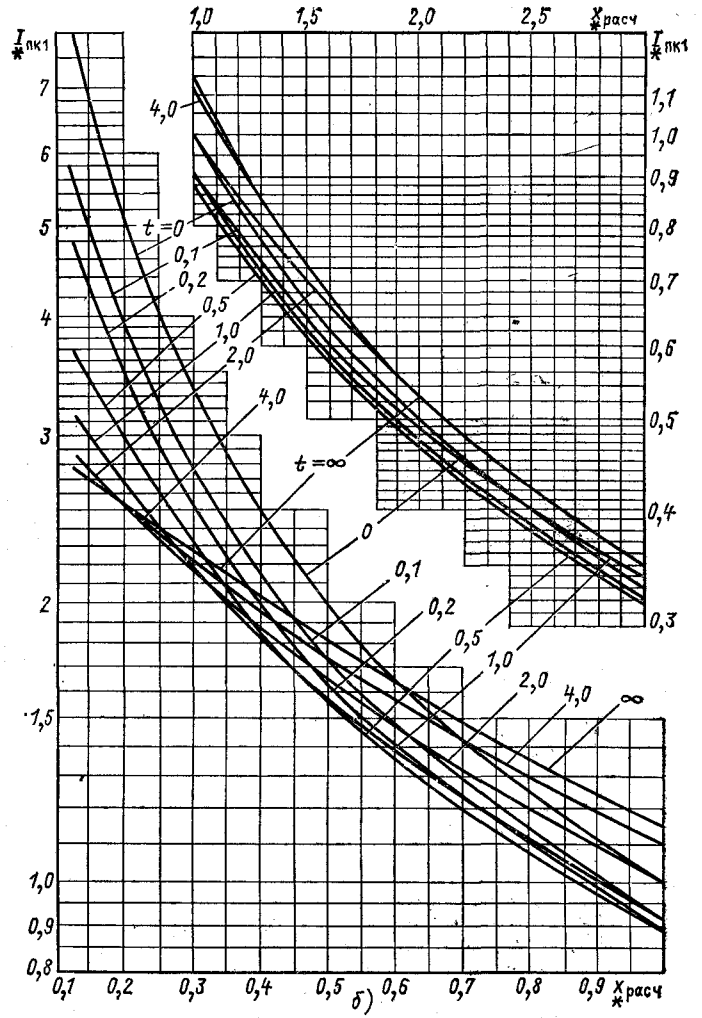


Рис. 6.13. Продолжение

б — за аргумент принята расчетная реактивность $x_{расч}$; ———— при наличии

номинальным условиям источников

$$x_{*\text{расч(н)}} = x_{*\text{расч(б)}} \frac{S_{\text{ном}\Sigma}}{S_{\text{б}}}; \qquad (6.72)$$

г) находят по расчетным кривым для интересующего

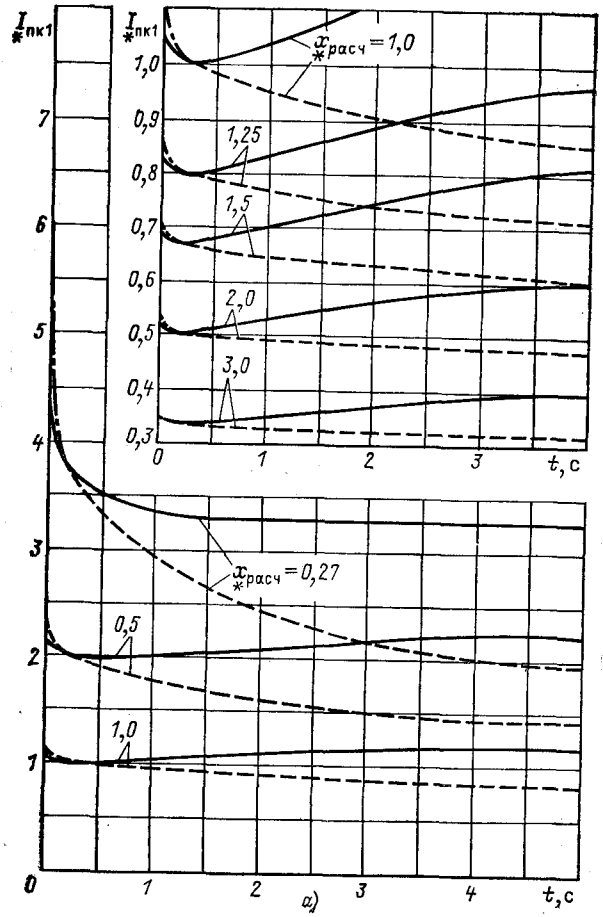


Рис. 6.14. Расчетные кривые для гидрогенератора средней мощности:

а — за аргумент принято время t;

ферными обмотками $x_{\text{расч}}$ должно быть увеличено на 0,07; при этом для $t \leqslant 0{,}1$ с АРВ; - - - - - при отсутствии АРВ

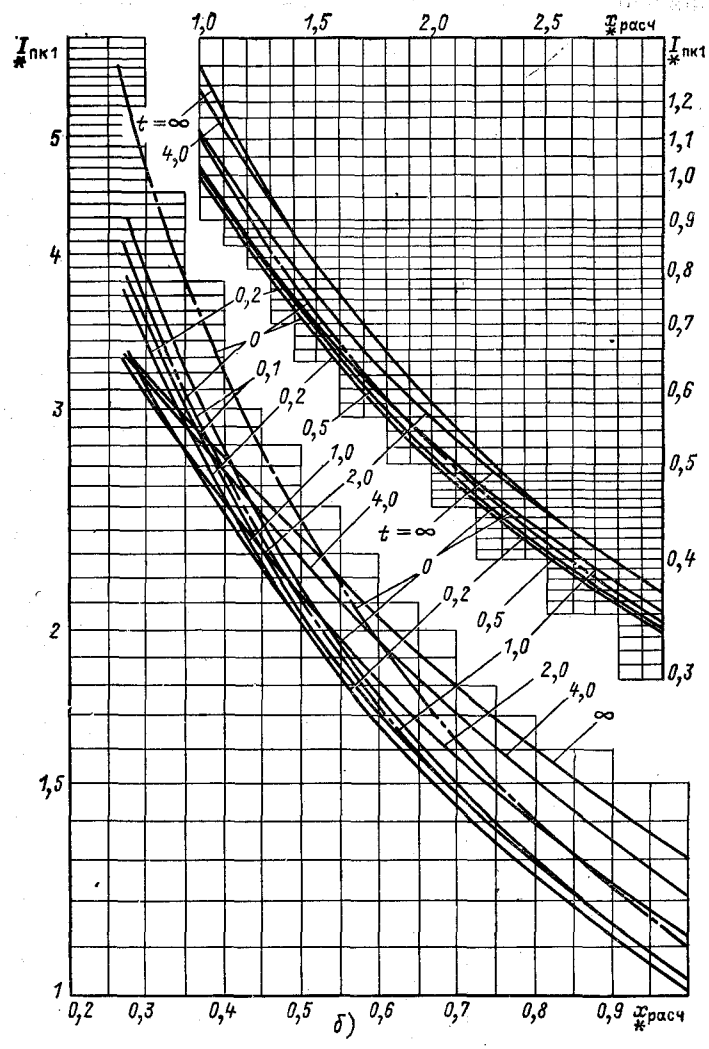


Рис. 6.14. Продолжение

б — за аргумент принята расчетная реактивность $x_{*\text{расч}}$. Для генераторов с демп-

следует пользоваться штрихпунктирными кривыми; ———— — при наличии

момента времени периодическую составляющую тока КЗ

$$\underset{*}{I}_{\text{п}t(\text{н})};$$

д) находят ток КЗ в именованных единицах

$$I_{\text{п}t} = \underset{*}{I}_{\text{п}t(\text{н})}\, \mathring{I}_{\text{ном}\Sigma} = \underset{*}{I}_{\text{п}t(\text{н})} \frac{S_{\text{ном}\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{ср,ном}}}, \qquad (6.73)$$

где $\mathring{I}_{\text{ном}\,\Sigma}$ — номинальный ток генераторов, приведенный к ступени напряжения, на которой произошло КЗ.

При большой удаленности точки КЗ, когда $\underset{*}{x}_{\text{расч(н)}} > 3$, можно принять, что

$$\underset{*}{I}_{\text{п}t(\text{н})} = \frac{1}{\underset{*}{x}_{\text{расч(н)}}} = \underset{*}{I}_{\text{п0(н)}} \qquad (6.74)$$

и

$$I_{\text{п}t} = \frac{\mathring{I}_{\text{ном}\Sigma}}{\underset{*}{x}_{\text{расч(н)}}}. \qquad (6.75)$$

В ряде случаев расчет тока КЗ по расчетным кривым по общему изменению, т. е. путем замены всех генераторов одним эквивалентным, затруднен или невозможен. Это имеет место при наличии в схеме генераторов разного типа и источников неизменного напряжения. В подобных случаях расчет тока КЗ производят по индивидуальному изменению. При этом схему замещения приводят к схеме полного многоугольника с источниками в его вершинах и определяют токи в ветвях, непосредственно соединяющих источники с точкой КЗ. После этого находят суммарный ток в месте КЗ. При определении токов КЗ по расчетным кривым автоматически приближенно учитывается наличие нагрузочных ветвей в исходной схеме. Следует отметить, что метод расчетных кривых позволяет найти только ток в месте КЗ, но не его распределение по ветвям схемы.

Параметры современных генераторов мощностью более 100 МВт (сопротивления, механические постоянные, быстродействие систем возбуждения и т. д.) существенно отличаются от аналогичных параметров генераторов мощностью до 100 МВт. Это обстоятельство потребовало разработки новых расчетных кривых, приведенных на рис. 6.15, которые позволяют для интервала времени 0—0,5 с найти периодическую составляющую тока в месте КЗ с приближенным учетом влияния нагрузки сети. Кривые справедливы для турбогенераторов мощностью от 12,5 до 800 МВт, гидрогенераторов мощностью до 500 МВт и для всех крупных синхронных компенсаторов. Кривые включены в Руководящие указания по расчету коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания (1975 г.).

Расчетные кривые (рис. 6.15) представляют собой семейство основных кривых

$$\frac{I_{\text{г}t}}{I_{\text{г0}}} = f(t) \text{ при } \frac{I_{\text{г0}}}{I_{\text{г,ном}}} = \text{var}$$

и семейство дополнительных кривых

$$\frac{I_{\text{к}t}}{I_{\text{к0}}} = f\left(\frac{I_{\text{г}t}}{I_{\text{г0}}}\right) \text{ при } \frac{I_{\text{г0}}}{I_{\text{к0}}} = \text{var},$$

где $I_{\text{г}t}$ — периодическая составляющая тока генератора (источника) в произвольный момент времени t после возникновения КЗ ($t=0\div0{,}5$ с); $I_{\text{г0}}$ — периодическая составляющая тока генератора (источника) в начальный момент КЗ; $I_{\text{г,ном}}$ — номинальный ток генератора (источника); $I_{\text{к}t}$ — ток в месте КЗ в произвольный момент времени t; $I_{\text{к0}}$ — ток в месте КЗ в начальный момент времени.

Для нахождения тока КЗ в схеме с несколькими генераторами, находящимися примерно в одинаковых условиях относительно точки КЗ и, следовательно, могущими быть представленными одним эквивалентным источником:

1) составляют схему замещения, в которой генераторы учитывают их сверхпереходными ЭДС E''_q и сопротивлениями x''_d; нагрузочные ветви сети не учитывают;

2) свертывают схему относительно точки КЗ и находят начальное значение тока в месте КЗ $I_{\text{к0}}$, равное току генераторов $I_{\text{г0}}$ (в относительных единицах);

3) находят отношение токов

$$\frac{I_{\text{г0}}}{I_{\text{г,ном}}} = \frac{\underset{*}{I}_{\text{г0(б)}}}{\underset{*}{I}_{\text{г,ном(б)}}} = \underset{*}{I}_{\text{г0(н)}};$$

4) по основным расчетным кривым (рис. 6.15, *а*) находят для интересующего момента времени t отношение токов

$$\frac{I_{\text{г}t}}{I_{\text{г}0}};$$

5) находят искомый ток в месте КЗ

$$I_{\text{к}t} = I_{\text{г}t} = \frac{I_{\text{г}t}}{I_{\text{г}0}} I_{\text{г}0}.$$

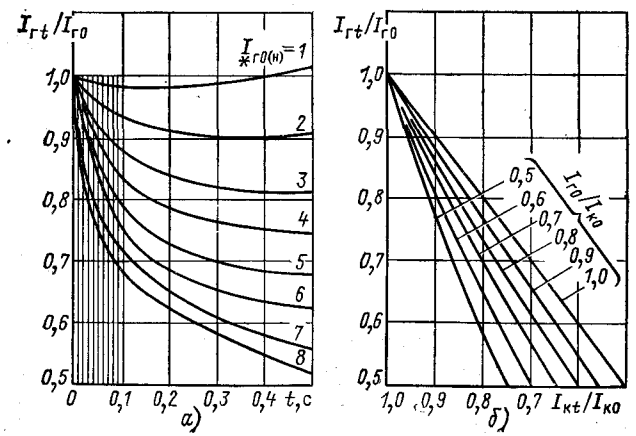


Рис. 6.15. Расчетные (типовые) кривые изменения во времени тока КЗ синхронной машины при разных удаленностях точки КЗ

Если в схеме имеется несколько источников конечной мощности с разной электрической удаленностью от точки КЗ, а также система неизменного напряжения, то целесообразно все источники разбить на две группы. В одну из них включить источники, электрически близко расположенные к точке КЗ (связанные с точкой КЗ непосредственно или через одну ступень трансформации), а в другую — все прочие источники, приняв их в качестве системы неизменного напряжения.

Для нахождения тока КЗ в этом случае необходимо:

1) составить схему замещения, в которой источники учесть их сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями, а нагрузочные ветви сети опустить;

2) свернуть схему относительно точки КЗ с выделением двух групп источников (схема трехлучевой звезды);

3) найти токи $I_{\text{г}0}$ и $I_{\text{к}0}$ и их отношение $I_{\text{г}0}/I_{\text{к}0}$;

4) для интересующего момента времени t по основным кривым (рис. 6.15, *а*) найти $I_{\text{г}t}/I_{\text{г}0}$ при известном отношении $I_{\text{г}0}/I_{\text{г,ном}}$, а далее, пользуясь вспомогательными кривыми (рис. 6.15, *б*) при известном отношении $I_{\text{г}0}/I_{\text{к}0}$, найти $I_{\text{к}t}/I_{\text{к}0}$;

5) определить искомый ток в месте КЗ

$$I_{\text{к}t} = \frac{I_{\text{к}t}}{I_{\text{к}0}} I_{\text{к}0}.$$

Если система непосредственно связана с точкой КЗ, т. е. не имеет ветвей, общих с другими источниками, то ее следует выделить в отдельную ветвь и ток КЗ от нее находить по выражению

$$I_{\text{к,с}} = \frac{1}{x_{*\text{с(б)}}} I_{\text{б}},$$

где $I_{\text{б}}$ — базисный ток той ступени напряжения, на которой возникло КЗ.

По расчетным кривым можно найти ток в месте КЗ, но не его распределение по ветвям схемы. Последняя задача может быть решена, если ввести ряд допущений. Для интервала $t=0\div0{,}5$ с влияние различных систем АРВ генераторов на ток КЗ примерно одинаково. Для этого же интервала времени можно принять допущение о линейности характеристик нагрузки и других элементов сети. При указанных допущениях коэффициенты распределения токов в интервале $t=0\div0{,}5$ с постоянны. При этом для нахождения распределения тока КЗ по ветвям схемы в интервале $t=0\div0{,}5$ с можно использовать следующий приближенный инженерный метод:

1. Составляют схему замещения в виде полного $(m+1)$-угольника, в которую источники вводят своими сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями. Сверхпереходные ЭДС определяют по параметрам предшествующего КЗ режима.

2. Определяют ток в месте КЗ от всех m источников и его составляющие

$$I_{к} = I_{п0} = \sum_{\lambda=1}^{m} E''_{\lambda} \underline{y}_{\lambda к};$$

$$I_{\lambda к} = E''_{\lambda} \underline{y}_{\lambda к}.$$

3. Находят токи всех источников в режиме КЗ ($\lambda = 1 \div m$)

$$I_{\lambda} = \mathrm{E}''_{\lambda} \underline{y}_{\lambda к} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq \lambda}}^{m} (\mathrm{E}''_{\lambda} - \mathrm{E}''_{j}) \underline{y}_{\lambda j}.$$

4. Определяют напряжения на выводах источников в начальный момент КЗ

$$U_{\lambda} = \mathrm{E}''_{\lambda} - jI_{\lambda} x''_{d\lambda}.$$

5. Оценивают внешнее сопротивление источников в начальный момент КЗ

$$x_{вш\lambda} \approx Z_{вш\lambda} = \frac{|U_{\lambda}|}{|I_{\lambda}|}.$$

6. Определяют коэффициенты распределения токов в режиме КЗ:

для источников

$$K_{\lambda к} = \frac{I_{\lambda к}}{I_{\lambda}};$$

для прочих β ветвей схемы

$$K_{\beta к} = \frac{I_{\beta}}{I_{к}}.$$

7. При известных внешних сопротивлениях источников $x_{вш\lambda}$ аналитическим путем или с помощью расчетных кривых находят токи различных источников в режиме КЗ для произвольного момента времени $I_{\lambda t}$.

8. Определяют ток в месте КЗ

$$I_{кt} = \sum_{\lambda=1}^{m} K_{\lambda к} I_{\lambda t}.$$

9. Определяют токи ветвей в режиме КЗ для момента времени t

$$I_{\beta t} = K_{\beta к} I_{кt}.$$

Метод спрямленных характеристик основан на том, что для генераторов в общем случае справедливо соотношение

$$I_{пt} = \frac{E_{rt}}{x_{rt} + x_{вш}}, \qquad (6.76)$$

где $I_{пt}$, E_{rt} и x_{rt} — соответственно периодическая составляющая тока, ЭДС и индуктивное сопротивление генератора в момент времени t.

Действительно, для $t=0$

$$I_{п0} = \frac{E''_{q0}}{x''_{d} + x_{вш}};$$

для $t=\infty$ при отсутствии АРВ

$$I_{п\infty} = \frac{E_{q(0)}}{x_{d} + x_{вш}};$$

для $t=\infty$ при наличии АРВ и режиме предельного возбуждения

$$I_{п\infty} = \frac{E_{q пр}}{x_{d} + x_{вш}}.$$

При расчете токов КЗ изменение параметров генераторов во времени принципиально можно учесть различными путями, например:

1) $E_{г} = E''_{q0} = \text{const}$; $x_{г} = x_{t} = \text{var}$;

2) $E_{г} = E_{t} = \text{var}$; $x_{г} = \text{const}$;

3) $E_{г} = E_{t} = \text{var}$; $x_{г} = x_{t} = \text{var}$.

При построении спрямленных характеристик принят последний путь как наиболее предпочтительный. Для любого момента времени справедливо:

$$E_{t} - I_{пt} x_{t} = I_{пt} x_{вш}. \qquad (6.77)$$

Следовательно, режим генератора определяется точкой пересечения его внешней характеристики и прямой, описываемой уравнением $U = I_{пt} x_{вш}$ (рис. 6.16). Если масштабы по обеим осям одинаковы, т. е. $m_U = m_I$, то $\operatorname{tg}\alpha = x_{вш}$ и $\operatorname{tg}\gamma = x_{t}$.

При разных значениях $x_{вш}$ по известным выражениям можно определить $I_{пt}$ и остаточное напряжение генератора U_{t}, а затем построить внешнюю характеристику $U_{t} =$

$=f(I_{nt})$. Спрямив далее внешнюю характеристику, можно найти E_t, x_t, и критическое сопротивление

$$x_{\text{кр}t} = x_t \frac{U_{\text{ном}}}{E_t - U_{\text{ном}}}, \qquad (6.78)$$

а также критический ток

$$I_{\text{кр}t} = \frac{E_t - U_{\text{ном}}}{x_t} = \frac{U_{\text{ном}}}{x_{\text{кр}t}}. \qquad (6.79)$$

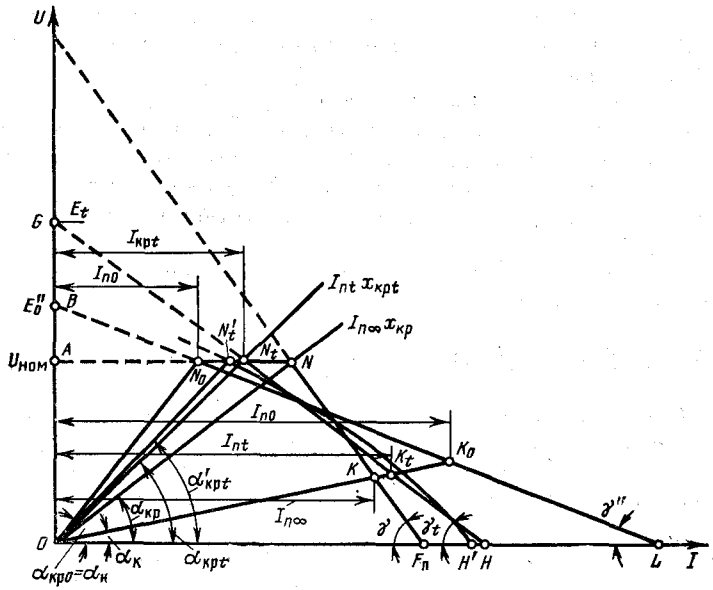


Рис. 6.16. К методу спрямленных характеристик

Генератор в промежуточный момент КЗ может работать в одном из режимов:

1) если $x_{\text{вш}}<x_{\text{кр}t}$, то имеет место режим подъема возбуждения. Этот режим всегда существует при $t<0{,}5$ с. Генератор в этом режиме учитывается расчетными значениями E_t и x_t;

2) если $x_{\text{вш}}>x_{\text{кр}t}$, то имеет место режим нормального напряжения, при котором генератор учитывается следующими параметрами: $E_t=U_{\text{ном}}$ и $x_t=0$.

Для машин средней мощности построены кривые для определения расчетных значений

$$E_t = f(t, I_{f0}) \text{ и } x_t = \varphi(t, I_{f0}).$$

При определении токов КЗ по методу спрямленных характеристик:

а) составляют схему замещения системы; в схему замещения нагрузку вводят с параметрами $E_{\text{нг}}=0$ и $x_{\text{нг}t}=1{,}2$;

б) задаются режимами работы генераторов и вводят их в схему соответствующими расчетными значениями E_t и x_t;

в) свертывают схему и находят ток в месте КЗ: $I_{\text{к}t}=E_{t\text{эк}}/x_{t\text{эк}}$;

г) находят распределение тока КЗ в схеме и путем сравнения найденных токов генераторов с критическими проверяют правильность принятых ранее режимов генераторов. При режиме подъема возбуждения должно быть $I_t \geqslant I_{\text{кр}t}$ и $0<U_t<U_{\text{ном}}$, а при режиме нормального напряжения $I_t \leqslant I_{\text{кр}t}$.

При несоблюдении указанных соотношений вновь задаются режимами генераторов и повторяют расчет.

6.7. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

Метод симметричных составляющих. Расчеты несимметричных КЗ, так же как и расчеты других несимметричных режимов в электрических системах (обрывы проводов, сложные виды повреждений, работа по системе «два провода — земля» и т. п.), удобно производить с использованием метода симметричных составляющих. Идея метода состоит в следующем: в декартовой системе координат любой пространственный вектор имеет две степени свободы, т. е. может быть представлен с помощью двух величин:

$$\boldsymbol{F} = F_x + jF_y,$$

или

$$\boldsymbol{F} = Fe^{j\varphi}.$$

Отсюда следует, что любая система из трех несимметричных векторов имеет в общем случае шесть степеней свободы. Фортескью предложил разлагать несимметричную систему из трех векторов на три симметричные системы, каждая из которых имеет две степени свободы. Исходя из

физики явлений, имеющих место в электрических системах, он предложил использовать следующие три симметричные системы: прямой последовательности, обратной последовательности и нулевой последовательности.

Системы токов прямой и обратной последовательностей являются симметричными и уравновешенными; система токов нулевой последовательности — симметричная, но неуравновешенная.

Путем простых преобразований фазные величины можно выразить через симметричные составляющие произвольной фазы:

$$\left.\begin{aligned} F_A &= F_{A1} + F_{A2} + F_{A0};\\ F_B &= F_{B1} + F_{B2} + F_{B0} = a^2 F_{A1} + aF_{A2} + F_{A0};\\ F_C &= F_{C1} + F_{C2} + F_{C0} = aF_{A1} + a^2 F_{A2} + F_{A0}. \end{aligned}\right\} \quad (6.80)$$

и, наоборот, симметричные составляющие этой фазы через фазные величины:

$$\left.\begin{aligned} F_{A1} &= \frac{1}{3}(F_A + aF_B + a^2 F_C);\\ F_{A1} &= \frac{1}{3}(F_A + a^2 F_B + aF_C);\\ F_{A0} &= \frac{1}{3}(F_A + F_B + F_C). \end{aligned}\right\} \quad (6.81)$$

Те же уравнения в матричной форме записываются так:

$$\begin{vmatrix} F_A \\ F_B \\ F_C \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} F_{A1} \\ F_{A2} \\ F_{A0} \end{vmatrix}; \quad (6.82)$$

$$\begin{vmatrix} F_{A1} \\ F_{A2} \\ F_{A0} \end{vmatrix} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} F_A \\ F_B \\ F_C \end{vmatrix} \quad (6.83)$$

или

$$\left.\begin{aligned} \mathbf{F} &= \mathbf{A}\mathbf{F}_j;\\ \mathbf{F}_j &= \mathbf{A}^{-1}\mathbf{F};\\ \mathbf{A}^{-1} &= \frac{\widetilde{\mathbf{A}}}{D}, \end{aligned}\right\} \quad (6.84)$$

где $\widetilde{\mathbf{A}}$ — союзная матрица к матрице $\mathbf{A}$; D — детерминант матрицы $\mathbf{A}$.

Нормальный режим работы и трехфазное КЗ характеризуются тем, что напряжение и ток имеют только составляющие прямой последовательности. Из физики явлений следует, что единственной ЭДС в генераторе при несимметричных режимах является ЭДС прямой последовательности, обусловленная его током возбуждения и вращением ротора.

Фортескью высказал два важных положения:

а) в симметричных цепях токи и напряжения различных последовательностей не взаимодействуют друг с другом;

б) каждый элемент цепи оказывает свое определенное сопротивление прохождению токов различных последовательностей, т. е. в общем случае каждый элемент цепи имеет различные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Метод симметричных составляющих получил всеобщее признание как простой, наглядный и надежный метод при расчетах любых несимметричных режимов.

Основные соотношения при несимметричных КЗ. Несимметричное КЗ рассчитывают для особой фазы. Под особой фазой понимают фазу, находящуюся в особых условиях по отношению к другим фазам. При всех несимметричных КЗ такая фаза существует.

Для уменьшения числа неизвестных и внесения определенности в граничные условия несимметричное КЗ предполагается происходящим на ответвлении в месте реального короткого замыкания, причем сопротивление проводников ответвления равно нулю. При расчетах несимметричных КЗ необходимо определить шесть величин: три симметричные составляющие тока и три симметричные составляющие напряжения особой фазы. Следовательно, должно быть составлено шесть независимых уравнений, описывающих режим короткого замыкания. Независимо от вида КЗ три уравнения получаются в соответствии со вторым законом

Кирхгофа для схем отдельных последовательностей; недостающие три уравнения находят, исходя из граничных условий при данном виде КЗ. По найденным значениям симметричных составляющих особой фазы находят фазные значения токов и напряжений всех фаз.

Рассмотрим сначала основные соотношения при однофазном КЗ (рис. 6.17, *а*), принимая фазу *А* за особую.

Для особой фазы в соответствии со вторым законом Кирхгофа имеем:

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_{кA1} &= \dot{E}_{A\Sigma} - j\dot{I}_{кA1}x_{1\Sigma};\\ \dot{U}_{кA2} &= 0 - j\dot{I}_{кA2}x_{2\Sigma};\\ \dot{U}_{кA0} &= 0 - j\dot{I}_{кA0}x_{0\Sigma}. \end{aligned}\right\} \qquad (6.85)$$

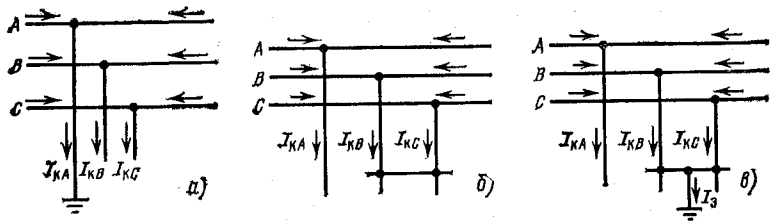


Рис. 6.17. Расчетные схемы при несимметричных КЗ:
а — однофазное КЗ; *б* — двухфазное КЗ; *в* — двухфазное КЗ на землю

Граничные условия для однофазного КЗ

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{кB} &= 0;\\ \dot{I}_{кC} &= 0;\\ \dot{U}_{кA} &= 0. \end{aligned}\right\} \qquad (6.86)$$

Системы уравнений (6.85) и (6.86) непосредственно не могут быть решены совместно, так как первая содержит симметричные составляющие, а вторая — полные значения. Однако система уравнений, описывающих граничные условия, с учетом (6.80) и (6.81) позволяет получить недостающие три уравнения для симметричных составляющих. Так, учитывая граничные условия, в соответствии с (6.81) получаем:

$$\dot{I}_{кA1} = \dot{I}_{кA2} = \dot{I}_{кA0} = \frac{1}{3}\dot{I}_{кA}. \qquad (6.87)$$

Далее из (6.85) и (6.86) с учетом (6.80) и (6.87) получаем:

$$\dot{U}_{кA1} + \dot{U}_{кA2} + \dot{U}_{кA0} = \dot{U}_{кA} = 0 = \dot{E}_{A\Sigma} - j\dot{I}_{кA1}(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}),$$

откуда

$$\dot{I}_{кA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})}. \qquad (6.88)$$

Напряжения $\dot{U}_{кA2}$ и $\dot{U}_{кA0}$ находят по (6.85). Наконец, из (6.80) и (6.86) получим:

$$\dot{U}_{кA1} = -(\dot{U}_{кA2} + \dot{U}_{кA0}). \qquad (6.89)$$

При двухфазном КЗ (рис. 6.17, *б*) граничные условия другие:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{кA} &= 0;\\ \dot{I}_{кB} &= -\dot{I}_{кC};\\ \dot{U}_{кB} &= \dot{U}_{кC}. \end{aligned}\right\} \qquad (6.90)$$

Система токов здесь уравновешенная, поэтому $\dot{I}_{к0} = 0$. Тогда

$$\dot{I}_{кA} = \dot{I}_{кA1} + \dot{I}_{кA2} = 0, \qquad (6.91)$$

откуда $\dot{I}_{кA1} = -\dot{I}_{кA2}$.

Далее из (6.80) имеем:

$$\dot{U}_{кB} = a^2\dot{U}_{кA1} + a\dot{U}_{кA2} + \dot{U}_{кA0} = \dot{U}_{кC} = a\dot{U}_{кA1} + a^2\dot{U}_{кA2} + \dot{U}_{кA0};$$

отсюда

$$(a^2 - a)\dot{U}_{кA1} = (a^2 - a)\dot{U}_{кA2}$$

и, следовательно,

$$\dot{U}_{кA1} = \dot{U}_{кA2}. \qquad (6.92)$$

С учетом (6.85) это можно представить так:

$$\dot{E}_{A\Sigma} - j\dot{I}_{кA1}x_{1\Sigma} = -j\dot{I}_{кA2}x_{2\Sigma} = j\dot{I}_{кA1}x_{2\Sigma},$$

откуда

$$\dot{I}_{кA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}. \qquad (6.93)$$

При двухфазном КЗ на землю (рис. 6.17, *в*) граничные условия следующие:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{кA} &= 0; \\ \dot{U}_{кB} &= 0; \\ \dot{U}_{кC} &= 0. \end{aligned} \tag{6.94}$$

Из (6.94) с учетом (6.80) получим:

$$\dot{U}_{кA1} = \dot{U}_{кA2}. \tag{6.95}$$

Далее

$$\dot{U}_{кB} = a^2\dot{U}_{кA1} + a\dot{U}_{кA2} + \dot{U}_{кA0} = (a^2 + a)\dot{U}_{кA1} + \dot{U}_{кA0} = \\ = -\dot{U}_{кA1} + \dot{U}_{кA0} = 0,$$

откуда

$$\dot{U}_{кA0} = \dot{U}_{кA1} = \dot{U}_{кA2}. \tag{6.96}$$

Используя это соотношение и (6.85), находим:

$$\dot{I}_{кA} = 0 = \dot{I}_{кA1} + \dot{I}_{кA2} + \dot{I}_{кA0} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{jx_{1\Sigma}} - \\ -\dot{U}_{кA1}\left(\frac{1}{jx_{1\Sigma}} + \frac{1}{jx_{2\Sigma}} + \frac{1}{jx_{0\Sigma}}\right),$$

откуда

$$\dot{U}_{кA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}(jx_{2\Sigma} \parallel jx_{0\Sigma})}{jx_{1\Sigma} + jx_{2\Sigma} \parallel jx_{0\Sigma}} \tag{6.97}$$

и, наконец,

$$\dot{I}_{кA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j\,(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} \parallel x_{0\Sigma})}. \tag{6.98}$$

Комплексные схемы замещения. Как видно, при любом виде короткого замыкания справедливо соотношение

$$\dot{I}^{(n)}_{кA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j\left(x_{1\Sigma} + x^{(n)}_{\Delta}\right)}, \tag{6.99}$$

причем дополнительное сопротивление $x^{(n)}_{\Delta}$ при различных видах КЗ различно

$$x^{(1)}_{\Delta} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma};$$

$$x^{(2)}_{\Delta} = x_{2\Sigma};$$

$$x^{(1,1)}_{\Delta} = x_{2\Sigma} \parallel x_{0\Sigma}.$$

Из формулы (6.99) следует правило эквивалентности прямой последовательности: ток прямой последовательности при любом несимметричном КЗ можно определить как ток при трехфазном КЗ в точке, удаленной от действительной точки КЗ на некоторое дополнительное сопротивление $x^{(n)}_{\Delta}$, зависящее от результирующих сопротивлений обратной и нулевой последовательностей относительно рассматриваемого места КЗ.

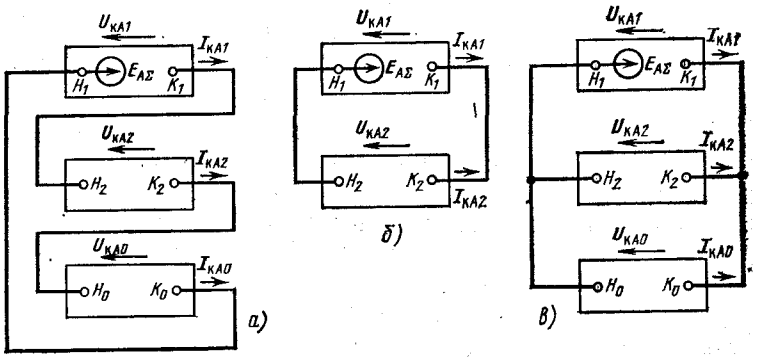


Рис. 6.18. Комплексные схемы замещения:

а — при однофазном КЗ; *б* — при двухфазном КЗ; *в* — при двухфазном КЗ на землю

Для различных видов несимметричных КЗ можно составить наглядные комплексные схемы замещения, из которых легко получить соотношения между симметричными составляющими токов и напряжений. Такие схемы показаны на рис. 6.18. На них буквой H обозначены начала, а буквой K — концы схем отдельных последовательностей. Следует отметить, что напряжения отдельных последовательностей в какой-либо точке исходной схемы должны на комплексной схеме определяться относительно начала схемы соответствующей последовательности.

Векторные диаграммы. При любом несимметричном КЗ нетрудно построить векторные диаграммы токов и напря-

жений в произвольной точке рассматриваемой схемы, используя векторные диаграммы для места КЗ. На рис. 6.19 в качестве примера показана векторная диаграмма напряжений и токов в месте однофазного КЗ. При построении векторных диаграмм токов и напряжений для других участков сети следует иметь в виду три обстоятельства:

1) напряжение прямой последовательности имеет наименьшее значение в месте КЗ и повышается при приближе-

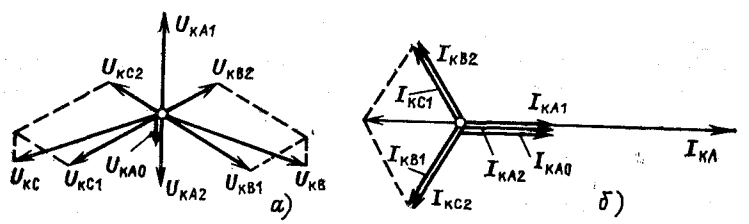


Рис. 6.19. Векторная диаграмма напряжений *(а)* и токов *(б)* при однофазном КЗ

нии к источнику, а напряжения обратной и нулевой последовательности, наоборот, имеют наибольшие по модулю значения в месте КЗ и уменьшаются при приближении к источнику;

2) при переходе через трансформатор (со стороны обмотки ВН на сторону обмотки НН) системы векторов прямой и обратной последовательностей поворачиваются соответственно по часовой и против часовой стрелки относительно их положения в месте КЗ, причем угол поворота зависит от группы соединения трансформатора;

3) обмотки трансформаторов, соединенные в треугольник, ограничивают область прохождения токов нулевой последовательности по сети; в комплексных схемах замещения они являются началом схемы нулевой последовательности.

На рис. 6.20 даны эпюры напряжений отдельных последовательностей при различных видах КЗ в конце линии.

Параметры элементов энергосистем для токов отдельных последовательностей. При симметричных режимах и при трехфазных КЗ все элементы энергосистем представляются в схемах замещения своими сопротивлениями прямой последовательности. При несимметричных КЗ и несимметричных режимах необходимо также учитывать сопротивления обратной и нулевой последовательностей элементов. У статических элементов без магнитной связи между фазами сопротивления всех последовательностей равны друг другу

$$x_1 = x_2 = x_0; \quad r_1 = r_2 = r_0; \quad Z_1 = Z_2 = Z_0.$$

У статических элементов с магнитной связью между фазами (например, линии электропередачи) сопротивления прямой и обратной последовательностей равны друг другу, однако они не равны сопротивлению нулевой последовательности и могут отличаться от него в несколько раз.

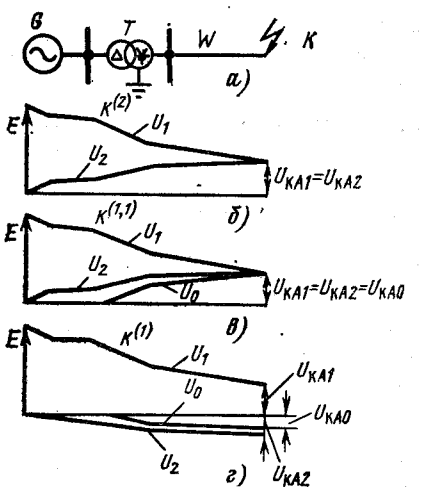


Рис. 6.20. Изменение напряжений отдельных последовательностей при различных видах КЗ:

а — поясняющая схема; *б* — двухфазное КЗ; *в* — двухфазное КЗ на землю; *г* — однофазное КЗ

Рассмотрим сопротивления отдельных последовательностей характерных элементов энергосистем.

Синхронные машины. Сопротивление обратной последовательности, строго говоря, не является параметром машины, так как оно зависит от внешней сети. На практике используется несколько выражений для определения сопротивления обратной последовательности. Так, для машины без демпферных обмоток:

при неучете нечетных гармоник тока статора

$$x_2 = \frac{x'_d + x_q}{2};$$

при учете третьей гармоники тока статора

$$x_2 = \frac{2x'_d x_q}{x'_d + x_q};$$

при учете всего спектра нечетных гармоник

$$x_2 = \sqrt{x'_d x_q}.$$

Сопротивление обратной последовательности машин с демпферными обмотками определяется по тем же выражениям, но с заменой x'_d на x''_d и x_q на x''_q.

В первом приближении иногда принимают: для машин без демпферных обмоток $x_2 = 1{,}45\ x'_d$; для машин с демпферными обмотками в обеих осях ротора и для турбогенераторов $x_2 \approx 1{,}22\ x''_d$. На практике часто идут на еще более грубое упрощение и принимают для турбогенераторов и машин с демпферными обмотками в обеих осях $x_2 \approx x''_d$.

Сопротивление нулевой последовательности генераторов практически определяется только потоками рассеяния статорной обмотки от токов нулевой последовательности и поэтому существенно зависит от типа обмотки, колеблясь в широких пределах: $x_0 \approx (0{,}15—0{,}6)\ x''_d$.

Асинхронные двигатели. Сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя есть его сопротивление при скольжении $(2—s)$. Поэтому

$$x_2 = x_{2-s} \approx x_{s=1} = x_к.$$

Сопротивление нулевой последовательности определяется потоками рассеяния статорной обмотки, поэтому существенно зависит от типа обмотки и меняется у разных машин в широких пределах. При необходимости оно берется по паспортным данным заводов-изготовителей или определяется экспериментально.

Силовые трансформаторы. У трансформаторов $x_2 = x_1$. Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов зависит от их конструкции (однофазный, трехфазный трехстержневой, трехфазный четырехстержневой, трехфазный пятистержневой и т. д.) и от схемы соединения

обмоток (треугольник, звезда с заземленной нейтралью, звезда с незаземленной нейтралью). Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов со стороны обмотки, соединенной в треугольник или в звезду с незаземленной нейтралью, $x_0 = \infty$.

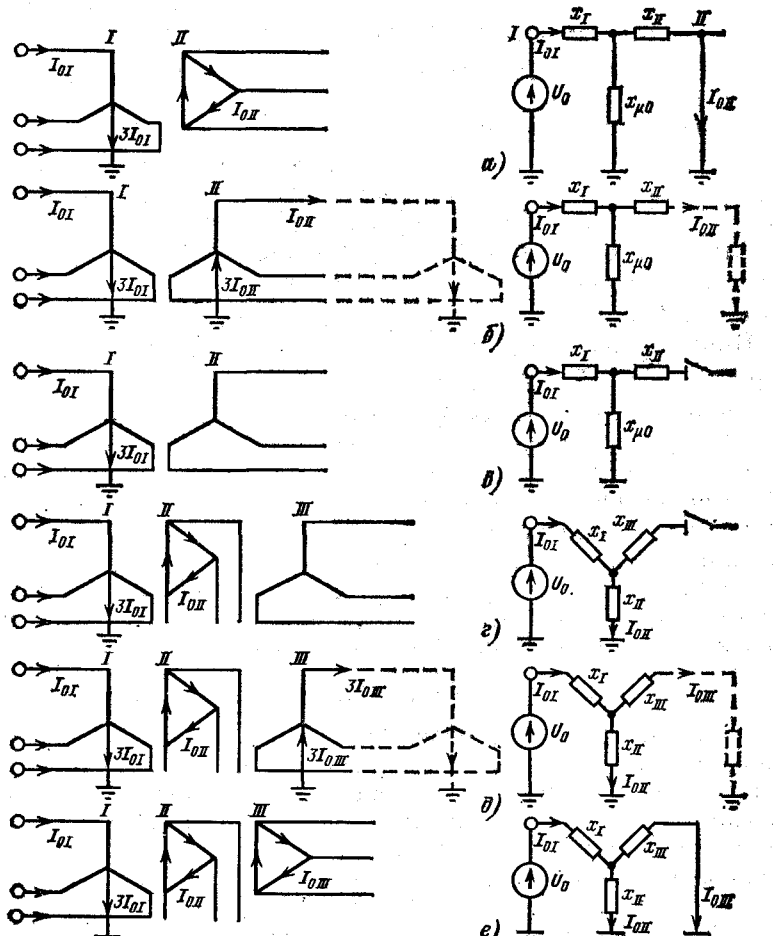


Рис. 6.21. Схемы соединения обмоток трансформаторов и схемы замещения трансформаторов для токов нулевой последовательности

Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов со стороны обмотки, соединенной в звезду с заземленной нейтралью, зависит от схемы соединения других обмоток и от наличия в цепях этих обмоток контуров для прохождения токов нулевой последовательности (рис. 6.21). Показанное на схемах рис. 6.21, *а—в* сопротивление $x_{\mu 0}$ зависит от конструкции трансформатора. У однофазных и трехфазных четырех- и пятистержневых трансформаторов $x_{\mu 0}=\infty$; у трехфазных трехстержневых трансформаторов $x_{\mu 0}=(0{,}3—1)x_{\mu 1}$, однако в расчетах токов КЗ обычно полагают, что $x_{\mu 0}\to\infty$.

Схема замещения нулевой последовательности автотрансформаторов с заземленной наглухо нейтралью (обычное решение для энергосистем) подобна схеме замещения нулевой последовательности аналогичных по числу и схеме соединения обмоток трансформаторов.

Реакторы. У бетонных реакторов 6—10 кВ $x_2=x_1=x_0$.

Для масляных реакторов 35—220 кВ из-за относительно слабой магнитной связи между обмотками фаз при расчетах токов КЗ упрощенно принимают те же соотношения между сопротивлениями x_1, x_2 и x_0, что и для бетонных реакторов. При необходимости более точных расчетов токов КЗ сопротивления нулевой последовательности масляных реакторов берут по данным заводов-изготовителей или определяют опытным путем.

Воздушные электрические линии. Для воздушных линий $x_1=x_2$. Сопротивление прямой последовательности линий, Ом/км, равно:

$$x_1=0{,}145\lg\frac{D_{ср}}{r_{эк}}, \qquad (6.100)$$

где $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между проводниками фаз, м; $r_{эк}$ — эквивалентный радиус проводников фаз, м.

Сопротивление нулевой последовательности линий, Ом/км, равно:

$$x_0=0{,}435\lg\frac{D_э}{R_{ср}}, \qquad (6.101)$$

где $D_э$ — эквивалентная глубина возврата тока через землю, м; $R_{ср}$ — средний геометрический радиус системы проводников трех фаз линии, м.

У трехфазной линии, имеющей по одному проводнику в фазе,

$$R_{ср}=\sqrt[3]{r_{эк}D_{ср}^2}. \qquad (6.102)$$

Сопротивление нулевой последовательности линий существенно зависит от наличия, материала и схемы подключения грозозащитных тросов, а также от наличия и параметров других линий электропередачи, идущих по общей трассе на близком расстоянии друг от друга.

Сопротивление взаимоиндукции нулевой последовательности линий (цепей) I и II, идущих по общей трассе, определяется по выражению

$$x_{I-II,0}=0{,}435\lg\frac{D_э}{D_{I-II}}, \qquad (6.103)$$

где D_{I-II} — среднее геометрическое расстояние между проводниками линий (цепей) *I* и *II*.

Средние значения отношения x_0/x_1 для различных типов воздушных электрических линий приведены ниже:

	x_0/x_1
Одноцепная без тросов	3,5
Одноцепная со стальными тросами	3
Одноцепная со сталеалюминиевыми тросами	2
Двухцепная без тросов	5,5
Двухцепная со стальными тросами	4,7
Двухцепная со сталеалюминиевыми тросами	3

Кабельные электрические линии. Для кабелей $x_2=x_1$.

Сопротивление x_1 рассчитывается по тем же выражениям, что и x_1 воздушных электрических линий, или берется по данным заводов-изготовителей. Сопротивление нулевой последовательности кабелей зависит от ряда факторов (тип кабеля, способ его прокладки, параметры оболочки кабеля и характер ее заземления, параметры заземлителей и т. п.). Ориентировочно можно принимать $x_0\approx(3{,}5—4{,}6)x_1$.

При расчетах электрических сетей с незаземленными или резонансно-заземленными нейтралями требуется также знать емкостные сопротивления прямой и нулевой последовательностей кабельных линий. Эти сопротивления указываются заводом-изготовителем или находятся расчетным или экспериментальным путем.

Обобщенная нагрузка. Сопротивления обратной и нулевой последовательностей зависят от большого числа факторов (номенклатура, долевой состав и характеристики отдельных потребителей, схема электроснабжения, удаленность точки КЗ и т. п.). При отсутствии каких-либо данных о характере и относительном составе нагрузки принимают:

$$x_{*2(н)} = 0{,}35,$$

что достаточно справедливо для общепромышленной нагрузки с преобладанием среди электроприемников асинхронных двигателей. Указанное сопротивление нагрузки отнесено к ее полной мощности (МВ·А) и к среднему напряжению той ступени напряжения, где нагрузка присоединена к сети.

Сопротивление нулевой последовательности обобщенной нагрузки относительно конкретного узла сети в значительной степени определяется параметрами питающей сети и особенно параметрами и схемами соединений обмоток питающих трансформаторов.

Составление схем замещения отдельных последовательностей. При расчетах токов и напряжений при несимметричных КЗ часто используют рассмотренные выше комплексные схемы замещения. Входящие в них схемы замещения отдельных последовательностей включают в себя все элементы, по которым при данном несимметричном КЗ проходят токи соответствующих последовательностей. Схемы замещения прямой и обратной последовательностей почти одинаковы по параметрам элементов (исключение составляют только параметры генераторов и нагрузки), поэтому в расчетах токов КЗ в сети принимают:

$$x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}.$$

Токи нулевой последовательности имеют сравнительно небольшую зону прохождения по сети, ограниченную, в частности, обмотками трансформаторов, соединенными в треугольник. Поэтому схемы замещения нулевой последовательности значительно отличаются по конфигурации от схем замещения прямой и обратной последовательностей. Началами схем замещения прямой и обратной последовательностей, обозначаемыми H_1 и H_2, являются нейтрали генерирующих источников и нагрузки; концами схем, обозначаемыми K_1 и K_2, является точка КЗ. Началом схемы нулевой последовательности H_0 является точка с нулевым потенциалом, а концом K_0 — точка КЗ.

Ввиду того, что токи нулевой последовательности при КЗ проходят через землю и ток в нейтралях элементов равен утроенному току нулевой последовательности фаз, со-

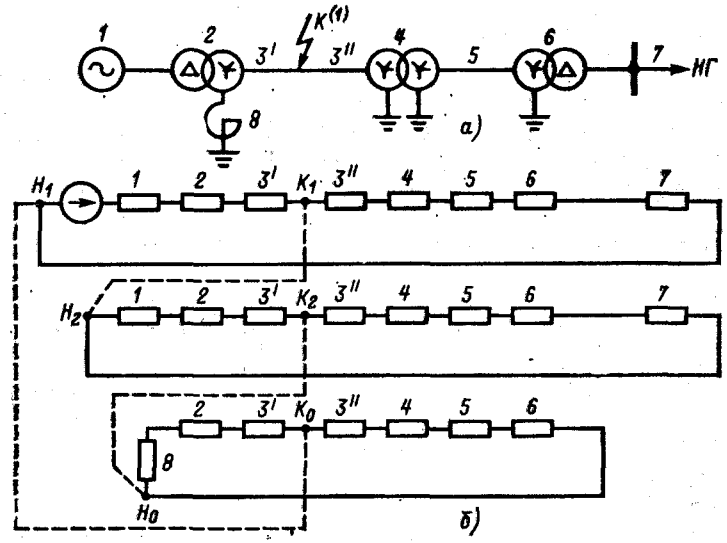


Рис. 6.22. Развернутая комплексная схема замещения при однофазном КЗ:

а — исходная схема; *б* — комплексная схема замещения

противления, включенные в нейтрали этих элементов, вводятся в схему замещения нулевой последовательности утроенными значениями.

Схемы замещения прямой и обратной последовательностей, включающие все элементы сети, составляются обычным путем (см. § 6.3). Схемы замещения нулевой последовательности, имеющие «укороченный» вид по отношению к полной схеме сети, рекомендуется составлять, начиная от точки КЗ. При этом в схему следует включать только те элементы, по которым могут проходить токи КЗ, вызванные напряжением $U_{к0}$ (т. е. напряжением, приложенным на

ответвлении в месте КЗ). Пример составления комплексной схемы замещения при однофазном КЗ дан на рис. 6.22.

Методика расчета несимметричных КЗ. При расчетах несимметричных КЗ:

а) составляют схемы замещения отдельных последовательностей;

б) рассчитывают параметры входящих в схемы элементов и указывают их значения на схемах замещения;

в) находят результирующие сопротивления отдельных последовательностей относительно точки КЗ и результирующую ЭДС прямой последовательности относительно той же точки;

г) в соответствии с комплексной схемой замещения для конкретного вида КЗ определяют ток прямой последовательности, а затем ток обратной и нулевой последовательностей, а также напряжения всех последовательностей в месте КЗ;

д) распределяют токи и напряжения отдельных последовательностей по сети, начиная от точки КЗ;

е) определяют значения полных токов и напряжений фаз в месте КЗ и в интересующих ветвях и точках сети, учитывая при этом схемы и группы соединения обмоток силовых трансформаторов.

6.8. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ РЕЖИМЫ И СЛОЖНЫЕ ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Рассмотрим характерные несимметричные режимы, связанные с продольной несимметрией (обрывом одной или двух фаз). Методика расчета продольной несимметрии аналогична методике расчета поперечной несимметрии (несимметричные КЗ). На основании второго закона Кирхгофа для особой фазы записывают уравнения падений напряжений отдельных последовательностей в месте разрыва:

$$\Delta U_{LA1} = E_{A\Sigma} - \underline{Z}_{L1\Sigma} I_{LA1}; \qquad (6.104)$$

$$\Delta U_{LA2} = 0 - \underline{Z}_{L2\Sigma} I_{LA2}; \qquad (6.105)$$

$$\Delta U_{LA0} = 0 - \underline{Z}_{L0\Sigma} I_{LA0}, \qquad (6.106)$$

где $\underline{Z}_{L1\Sigma}$, $\underline{Z}_{L2\Sigma}$, $\underline{Z}_{L0\Sigma}$ — суммарные сопротивления отдельных последовательностей относительно места разрыва.

Три недостающих уравнения записывают на основании граничных условий.

Обрыв одной фазы. Приняв фазу A за особую, включим в нее в месте разрыва сопротивление $\underline{Z} \to \infty$ и запишем граничные условия (рис. 6.23):

$$\Delta U_{LA} = \underline{Z} I_{LA}; \qquad (6.107)$$

$$\Delta U_{LB} = 0; \qquad (6.108)$$

$$\Delta U_{LC} = 0. \qquad (6.109)$$

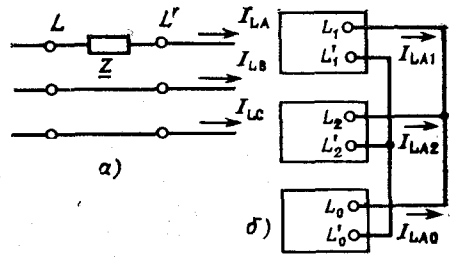


Рис. 6.23. Обрыв одной фазы:

а — исходная схема; *б* — комплексная схема замещения

Они позволяют получить дополнительные уравнения, связывающие симметричные составляющие токов и падений напряжения. Решение системы из шести уравнений дает следующие соотношения:

$$I_{LA1} = \frac{E_{A\Sigma}}{\underline{Z}_{L1\Sigma} + \underline{Z}_{L2\Sigma} \parallel \underline{Z}_{L0\Sigma}}; \qquad (6.110)$$

$$I_{LA1} + I_{LA2} + I_{LA0} = 0; \qquad (6.111)$$

$$\Delta U_{LA1} = \Delta U_{LA2} = \Delta U_{LA0} = \frac{1}{3} \Delta U_{LA}. \qquad (6.112)$$

Указанным соотношениям соответствует комплексная схема замещения, приведенная на рис. 6.23, *б*.

Обрыв двух фаз. Приняв фазу A за особую и включив в фазы B и C сопротивления $\underline{Z}_B = \underline{Z}_C = \underline{Z} \to \infty$, получим систему уравнений, выражающих граничные условия (рис. 6.24, *а*):

$$\Delta U_{LA} = 0; \tag{6.113}$$

$$\Delta U_{LB} = \underline{Z} I_{LB}; \tag{6.114}$$

$$\Delta U_{LC} = \underline{Z} I_{LC}. \tag{6.115}$$

Совместное решение системы из шести уравнений (6.104) — (6.106), а также уравнений, полученных из (6.113) — (6.115), дает следующие соотношения:

$$I_{LA1} = I_{LA2} = I_{LA0} = \frac{1}{3} I_{LA}; \tag{6.116}$$

$$I_{LA1} = \frac{E_{A\Sigma}}{\underline{Z}_{L1\Sigma} + \underline{Z}_{L2\Sigma} + \underline{Z}_{L0\Sigma}}; \tag{6.117}$$

$$\Delta U_{LA1} + \Delta U_{LA2} + \Delta U_{LA0} = 0. \tag{6.118}$$

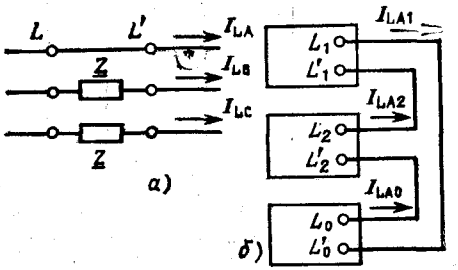


Рис. 6.24. Обрыв двух фаз: *а* — исходная схема; *б* — комплексная схема замещения

Этим соотношениям соответствует комплексная схема замещения, представленная на рис. 6.24, *б*.

Сложные виды повреждений. К сложным видам повреждений относятся одновременные КЗ и обрывы фаз в различных точках сети. При расчете сложных видов повреждений могут быть использованы комплексные схемы замещения с промежуточными трансформаторами, известные методы расчета активных многополюсников и принцип наложения.

Расчет сложных видов повреждений как поперечной, так и продольной несимметрии целесообразно проводить с использованием комплексных схем замещения. При этом начала и концы схем отдельных последовательностей по какому-либо месту несимметрии соединяют в соответствии с граничными условиями непосредственно, а по другим ме-

стам несимметрии — через промежуточные идеальные трансформаторы с действительными целыми (1:1) или с комплексными (1:a; 1:a^2) коэффициентами трансформации.

Если особая фаза во всех местах несимметрии одна и та же, то требуются трансформаторы с коэффициентом трансформации 1 : 1; в противном случае необходимо принять особую фазу в одном месте несимметрии за основную и привести к ней граничные условия других мест несиммет-

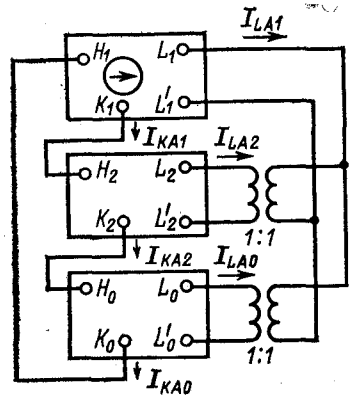


Рис. 6.25. Комплексная схема замещения для случая однофазного КЗ фазы A и обрыва той же фазы

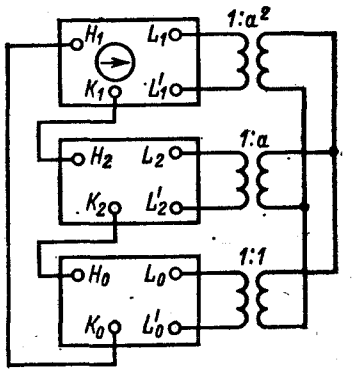


Рис. 6.26. Комплексная схема замещения для случая однофазного КЗ фазы A и обрыва фазы B

рии с помощью идеальных трансформаторов с комплексными коэффициентами трансформации 1:a или 1:a^2. Пример комплексной схемы замещения для случая однофазного КЗ фазы A и обрыва той же фазы дан на рис. 6.25, а однофазного КЗ фазы A и обрыва фазы B — на рис. 6.26.

Следует отметить, что при переходе от системы координат 1, 2, 0 к другим системам (например, α, β, 0) удается получить комплексные схемы замещения, в которых промежуточные трансформаторы имеют только действительные (целые и дробные) коэффициенты трансформации; это позволяет легко воспроизвести такие схемы на расчетных моделях. При применении ЭВМ трудности расчета схем с комплексными коэффициентами трансформации трансформаторов отпадают.

6.9. ОДНОФАЗНЫЕ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СИСТЕМАХ С НЕЗАЗЕМЛЕННЫМИ НЕЙТРАЛЯМИ

При однофазных замыканиях на землю в системах с незаземленными нейтралями в месте замыкания возникают только емкостные токи, обусловленные емкостью фаз относительно земли.

Распределение токов в случае замыкания на землю фазы A дано на рис. 6.27.

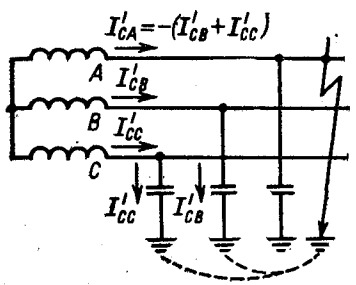


Рис. 6.27. Распределение токов при замыкании на землю одной фазы

При замыкании на землю одной фазы происходит смещение нейтрали источника; на нейтрали появляется фазное напряжение, а напряжения неповрежденных фаз увеличиваются в пределе до линейного, т. е. в 1,73 раза; линейные напряжения остаются без изменения.

Векторные диаграммы напряжений и емкостных токов в предшествующем режиме и при замыкании на землю фазы A даны соответственно на рис. 6.28, *а* и *б*.

В предшествующем режиме

$$I_{CA} = I_{CB} = I_{CC} = U_{\phi}\omega C.$$

При замыкании на землю одной фазы согласно рис. 6.28, *б* имеем:

$$I'_{CB} = \sqrt{3}U_{\phi}\omega C; \quad I'_{CC} = \sqrt{3}U_{\phi}\omega C;$$
$$I'_{CA} = 3U_{\phi}\omega C = U_{\phi}3\omega C.$$

Таким образом, ток в месте замыкания на землю равен арифметической сумме емкостных токов фаз в предшествующем режиме. Система емкостных токов оказывается

неуравновешенной и поэтому проявляет себя так же, как и система токов нулевой последовательности. При значительном токе замыкания на землю (см. гл. 3) создаются условия для возникновения в месте повреждения перемежающейся дуги, которая может привести к существенным перенапряжениям в сети, опасным для изоляции. Ток замыкания на землю может быть уменьшен (скомпенсирован) с помощью дугогасящих реакторов, включаемых в нейтрали трансформаторов или, что реже, генераторов.

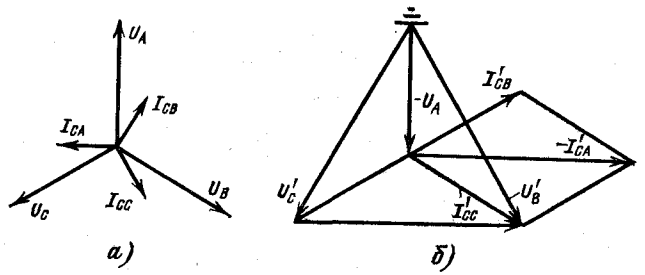


Рис. 6.28. Векторные диаграммы напряжений и токов системы с незаземленной нейтралью:

а — нормальный режим; *б* — режим замыкания одной фазы на землю

Глава седьмая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ И ПРОВОДНИКИ

7.1. КЛАССИФИКАЦИЯ

На электрических станциях и подстанциях применяют электрические аппараты и проводники различного типа. Различают аппараты и проводники первичных и вторичных цепей.

Электрические аппараты первичных цепей различного напряжения можно условно разделить на четыре группы:

а) коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели, автоматические выключатели, контакторы, магнитные пускатели, рубильники);

б) защитные аппараты (предохранители, ограничители ударного тока, шунтирующие реакторы, разрядники);

в) токоограничивающие аппараты (токоограничивающие реакторы и резисторы, дугогасящие реакторы и т. п.);

г) измерительные аппараты (трансформаторы тока и напряжения, емкостные делители напряжения и т. п.).

В качестве проводников в первичных цепях используют гибкие проводники и гибкие токопроводы (пучок гибких проводников, укрепленных на распорках); шинные линии, закрытые шинные токопроводы с воздушной или газовой изоляцией; силовые кабели (с бумажной пропитанной изоляцией, газонаполненные или маслонаполненные).

К электрическим аппаратам вторичных цепей относятся аппараты систем измерения, контроля, сигнализации и управления, релейной защиты и автоматики. Это различного рода реле, преобразователи, рубильники, переключатели, предохранители, ключи управления, датчики, магнитные усилители и т. п. В качестве проводников во вторичных цепях используются контрольные кабели, изолированные проводники, а в отдельных случаях и неизолированные проводники, укрепленные на изоляторах.

Электрические аппараты и проводники должны надежно функционировать как при нормальных продолжительных режимах, так и при кратковременных аварийных режимах при условии, что параметры окружающей среды (температура, влажность, давление) не выходят за пределы, указанные в соответствующих ГОСТ или в технических условиях. При этом температура отдельных элементов аппаратов и проводников не должна превышать нормированных значений. Кроме общих технических требований к электрическим аппаратам и проводникам предъявляются также некоторые специальные требования, вытекающие из их назначения и условий работы электроустановки.

7.2. НАГРЕВ ПРОВОДНИКОВ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫМ ТОКОМ

Нагрев проводника (или другого элемента электрической цепи) при прохождении по нему переменного тока описывается уравнением:

$$Q = \Phi dt = I^2 R_a\, dt = cGd\vartheta + (\Phi_л + \Phi_к + \Phi_т)\, dt, \qquad (7.1)$$

где I — ток, А; R_a — активное сопротивление, Ом; Q — тепловая энергия, Дж; Φ — тепловой поток, Вт; c — удельная

теплоемкость, Вт·с/(г·°С); G — масса проводника, г; $\Phi_л$ — теплоотдача лучеиспусканием, Вт; $\Phi_к$ — теплоотдача конвекцией, Вт; $\Phi_т$ — теплоотдача вдоль проводника за счет теплопроводности при неодинаковом уровне температуры в различных точках проводника, Вт.

Для установившегося режима при пренебрежении концевыми тепловыми эффектами уравнение (7.1) упрощается:

$$\Phi = I^2 R_a = \Phi_л + \Phi_к. \qquad (7.2)$$

Активное сопротивление проводника равно

$$R_a = K_п K_б R = K_{д.п} R, \qquad (7.3)$$

где $K_п$ — коэффициент поверхностного эффекта; $K_б$ — коэффициент эффекта близости; $K_{д.п}$ — коэффициент добавочных потерь; R —омическое сопротивление, т. е. сопротивление проводника на постоянном токе, равное

$$R = \frac{\rho_0 [1 + \alpha (\vartheta - \vartheta_0)]\, l}{s} = \frac{\rho_\vartheta l}{s}, \qquad (7.4)$$

где ρ_0, ρ_ϑ—удельные сопротивления проводника при температурах соответственно ϑ_0 и ϑ, Ом·см; α — температурный коэффициент, 1/°С; ϑ—температура проводника, °С; l — длина проводника, см; s — площадь поперечного сечения, см^2.

Удельное сопротивление проводниковых материалов обычно дается при температуре 15 °С (или 20 °С), поэтому

$$R = \frac{\rho_{15} [1 + \alpha (\vartheta - 15)]\, l}{s}. \qquad (7.5)$$

Для всех чистых металлов $\alpha \approx 0{,}004$ 1/°С.

Часто удельное сопротивление проводников при различных температурах определяют по удобной для практического использования формуле:

$$\rho_\vartheta = \rho_{15} \frac{\tau + \vartheta}{\tau + 15}, \qquad (7.6)$$

причем для меди $\tau = 235$ °С, для алюминия $\tau = 245$ °С.

Коэффициент поверхностного эффекта равен отношению активного сопротивления уединенного проводника к его омическому сопротивлению:

$$K_{\text{п}} = \frac{R_{\text{а,уед}}}{R}. \qquad (7.7)$$

Коэффициент эффекта близости равен отношению активного сопротивления проводника при наличии вблизи него других проводников с током к активному сопротивлению уединенного проводника:

$$K_{\text{б}} = \frac{R_{\text{а}}}{R_{\text{а,уед}}} = \frac{R_{\text{а}}}{K_{\text{п}} R}. \qquad (7.8)$$

В электроустановках расстояния между проводниками обычно значительно больше их геометрических размеров. При этом $K_{\text{б}} \approx 1$ и $K_{\text{д,п}} \approx K_{\text{п}}$.

Коэффициент поверхностного эффекта обратно пропорционален глубине проникновения Z_0 электромагнитного поля в проводник:

$$K_{\text{п}} \sim \frac{1}{Z_0}.$$

На глубине Z_0 напряженности электрического и магнитного полей, а также плотность тока в e раз меньше, чем на поверхности проводника.

Глубина проникновения определяется выражением

$$Z_0 = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu \mu_0 \gamma}}, \qquad (7.9)$$

где $\omega = 2\pi f$ — угловая частота; μ — относительная магнитная проницаемость проводника; μ_0 — магнитная постоянная (магнитная проницаемость вакуума); γ — удельная проводимость материала проводника на постоянном токе; поэтому

$$K_{\text{п}} \sim \sqrt{\frac{f}{R}}. \qquad (7.10)$$

Зависимости $K_{\text{п}}$ от этого параметра для шин прямоугольного сечения приведены на рис. 7.1.

В электроустановках промышленной частоты в качестве проводниковых материалов обычно используют медь и алюминий, основные усредненные характеристики которых приведены в табл. 7.1, где λ — удельная плотность материала, г/см³.

Таблица 7.1

Материал	Параметры проводниковых материалов при 20 °С			
	μ, Ом·мм²/м	γ, м/(Ом·мм²)	λ, г/см³	Z_0, мм
Медь	0,0175	57	8,93	9,5
Алюминий	0,029	34,5	2,7	12,2

Форму и геометрические размеры проводников на большие токи выбирают с учетом того, что увеличение толщины сплошного проводника или толщины стенки полого проводника сверх так называемой критической толщины ($t_{\text{кр}} \approx \approx 1{,}5 Z_0$) технически и экономически нецелесообразно, так как связано с увеличением расхода проводникового материала, но не приводит к существенному снижению активного сопротивления проводника.

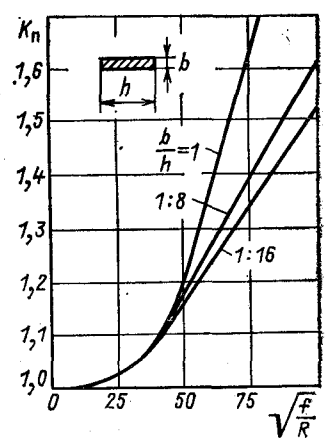


Рис. 7.1. Кривые для определения коэффициента поверхностного эффекта шин прямоугольного сечения

В электроустановках используют круглые сплошные проводники с диаметром до 45 мм, одно-, двух-, трех- и редко четырехполосные шины прямоугольного сечения с соотношением сторон $b/h = 1/5 \div 1/15$, трубы с толщиной стенки 3—10 мм, шины коробчатого сечения с толщиной стенки 4—12,5 мм, шины трубчатые квадратного сечения с толщиной стенки 8—16 мм и шины трубчатые круглого сечения с толщиной стенки 10—15 мм. В качестве гибких проводников используют неизолированные медные, алюминиевые и сталеалюминиевые провода. В ограниченном количестве используют также неизолированные стальные провода (в основном в системах электроснабжения сельскохозяйственных потребителей).

Теплоотдачу проводников определяют по выражениям (3.22) и (3.23), а длительно допустимый ток — по выражению (3.24). В ряде случаев для расчета теплоотдачи используют более простую формулу Ньютона:

$$\Phi = \Phi_л + \Phi_к = kF(\vartheta - \vartheta_0), \qquad (7.11)$$

где k — коэффициент теплоотдачи.

Длительно допустимые (наблюдаемые) температуры нагрева проводников и аппаратов, а также номинальные температуры окружающей среды, необходимые для расче-

Таблица 7.2

Проводники и аппараты	$\vartheta_{доп}$, °С
Неизолированные провода и шины	70
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией напряжением, кВ:	
до 3 включительно	80
6	65
10	60
20 и 35	50
Провода, шнуры, кабели с резиновой, поливинилхлоридной или пластмассовой изоляцией	65
Контакты из меди и медных сплавов без покрытий:	
в воздухе	75
в элегазе	90
в изоляционном масле	80
Контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов без покрытия:	
в воздухе	90
в элегазе	105
в изоляционном масле	90
с покрытием оловом:	
в воздухе	105
в элегазе	105
в изоляционном масле	90
Контактные соединения из меди и медных сплавов:	
с покрытием серебром:	
в воздухе	120
в элегазе	120
в изоляционном масле	90
с покрытием никелем:	
в воздухе	110
в элегазе	115
в изоляционном масле	90

Таблица 7.3

Элемент электроустановки	Окружающая среда	$\vartheta_{0,ном}$, °С
Проводники (провода, шины, кабели)	Воздух	25
	Земля	15
Электрические аппараты	Вода	15
	Воздух	35

Таблица 7.4

Обозначение класса нагревостойкости	Температура, характеризующая данный класс нагревостойкости, °С	Краткая характеристика основных групп электроизоляционных материалов, соответствующих данному классу нагревостойкости
Y	90	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка и натурального шелка, непропитанные и не погруженные в жидкий электроизоляционный материал
A	105	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка или натурального, искусственного и синтетического шелка, в рабочем состоянии пропитанные или погруженные в жидкий электроизоляционный материал
E	120	Синтетические органические материалы (пленки, волокна, смолы, компаунды и др.)
B	130	Материалы на основе слюды (в том числе на органических подложках), асбеста и стекловолокна, применяемые с органическими связующими и пропитывающими составами
F	155	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с синтетическими связующими и пропитывающими составами, соответствующими данному классу нагревостойкости
H	180	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с кремнийорганическими связующими и пропитывающими составами, кремнийорганические эластомеры
C	Выше 180	Слюда, керамические материалы, стекло, кварц или их комбинации, применяемые без связующих или с неорганическими и элементоорганическими составами. Температура применения этих материалов определяется их физическими, химическими, механическими и электрическими свойствами

та нагрузочной способности, нормируются ГОСТ 8024—84 и ПУЭ (табл. 7.2, 7.3).

Длительно допустимые температуры нагрева базируются на установленных ГОСТ 8865—70 допустимых температурах в наиболее нагретых точках проводников, аппаратов и электрических машин при продолжительной работе (табл. 7.4).

Длительно допустимый ток для проводников различной формы и сечения при номинальной температуре окружающей среды указывается в соответствующих таблицах нагрузочной способности (см., например, ПУЭ). Номинальный длительный ток электрических аппаратов устанавливается заводами-изготовителями на основании расчетов и типовых испытаний. Этот ток указывается в паспортных номинальных данных аппаратов.

Если температура окружающей среды существенно отличается от номинальной, то длительно допустимый ток электрического аппарата при этой температуре находится по выражению (3.27). При этом должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{доп}} \leqslant 1{,}3\, I_{\text{доп,ном}}.$$

7.3. НАГРЕВ ПРОВОДНИКОВ ПРИ НЕРАВНОМЕРНОЙ НАГРУЗКЕ

Обычно проводники, аппараты, трансформаторы и электрические машины работают при неравномерной нагрузке, определяемой режимом работы электрической системы и отдельных ее потребителей. При изменении нагрузки меняется тепловое состояние элементов энергосистемы, их температура. Характер и скорость изменения температуры при неравномерной нагрузке учитываются при определении нагрузочной способности элементов энергосистем.

Рассмотрим нагрев проводников. Пусть по проводнику, имеющему начальную температуру $\vartheta_{\text{нач}}$, пропускается неизменный по модулю ток I. Пренебрегая теплопроводностью вдоль проводника и полагая, что параметры проводника c, G, k, F неизменны, получаем следующее уравнение теплового баланса:

$$Q = I^2 R_{\text{a}}\, dt = cG\, d\vartheta + kF\,(\vartheta - \vartheta_{\text{o}})\, dt, \qquad (7.12)$$

где ϑ — изменяющаяся температура проводника; ϑ_{o} — неизменная температура окружающей среды.

Разделив переменные и проинтегрировав левую и правую части уравнения в соответствующих пределах

$$\int_0^t dt = \int_{\vartheta_{\text{нач}}}^{\vartheta} \frac{cG\, d\vartheta}{I^2 R_{\text{a}} - kF\,(\vartheta - \vartheta_{\text{o}})},$$

получим

$$t = \frac{cG}{-kF} \ln [I^2 R_{\text{a}} - kF\,(\vartheta - \vartheta_{\text{o}})] \Big|_{\vartheta_{\text{нач}}}^{\vartheta} =$$

$$= \frac{cG}{kF} \ln \frac{I^2 R_{\text{a}} - kF\,(\vartheta_{\text{нач}} - \vartheta_{\text{o}})}{I^2 R_{\text{a}} - kF\,(\vartheta - \vartheta_{\text{o}})} =$$

$$= \frac{cG}{kF} \ln \frac{I^2 R_{\text{a}} - kF\theta_{\text{нач}}}{I^2 R_{\text{a}} - kF\theta}, \qquad (7.13)$$

где $\theta_{\text{нач}}$ — начальное превышение температуры проводника; θ — текущее превышение температуры проводника.

Отношение теплопоглощающей способности проводника к его теплоотдающей способности называется постоянной времени нагрева проводника:

$$T = \frac{cG}{kF}. \qquad (7.14)$$

Из (7.13) имеем:

$$\frac{t}{T} = \ln \frac{I^2 R_{\text{a}} - kF\theta_{\text{нач}}}{I^2 R_{\text{a}} - kF\theta}$$

и

$$e^{t/T} = \frac{I^2 R_{\text{a}} - kF\theta_{\text{нач}}}{I^2 R_{\text{a}} - kF\theta}.$$

После преобразований получим:

$$\theta = \frac{I^2 R_{\text{a}}}{kF}\left(1 - e^{-t/T}\right) + \theta_{\text{нач}}\, e^{-t/T}. \qquad (7.15)$$

Добавим к правой части и вычтем из нее $\theta_{\text{нач}}$. Тогда

$$\theta = \frac{I^2 R_{\text{a}}}{kF}\left(1 - e^{-t/T}\right) + \theta_{\text{нач}}\, e^{-t/T} + \theta_{\text{нач}} - \theta_{\text{нач}} = \theta_{\text{нач}} +$$

$$+ (\theta_{\text{у}} - \theta_{\text{нач}})\left(1 - e^{-t/T}\right), \qquad (7.16)$$

где $\theta_у$ — установившееся превышение температуры проводника при токе I, равное отношению активных потерь в проводнике к его теплоотдающей способности;

$$\theta_у = \frac{I^2 R_а}{kF}. \quad (7.17)$$

Если предварительно проводник не нес нагрузки, то $\theta_{нач} = 0$ и

$$\theta = \theta_у \left(1 - e^{-t/T}\right). \quad (7.18)$$

В общем же случае

$$\theta = \theta_у \left(1 - e^{-t/T}\right) + \theta_{нач} e^{-t/T}. \quad (7.19)$$

Отношение установившихся температур проводника при различных токах равно:

$$\frac{\theta_{у1}}{\theta_{у2}} = \frac{I_1^2}{I_2^2}. \quad (7.20)$$

При адиабатическом процессе нагрева уравнение теплового баланса имеет вид:

$$I^2 R_а \, dt = cG \, d\vartheta. \quad (7.21)$$

Интегрируя левую и правую части в соответствующих пределах, получаем:

$$I^2 R_а t = cG (\vartheta - \vartheta_{нач}) = cG\theta, \quad (7.22)$$

откуда

$$\theta = \frac{I^2 R_а}{cG} t, \quad (7.23)$$

т. е. превышение температуры линейно изменяется во времени.

Преобразуем выражение (7.23), умножив числитель и знаменатель на kF:

$$\theta = \frac{I^2 R_а \, kF}{cGkF} t = \frac{\theta_у}{T} t. \quad (7.24)$$

Отсюда следует, что постоянная времени нагрева проводника есть время, в течение которого проводник нагревается до установившейся температуры при адиабатическом процессе нагрева. Постоянная времени нагрева, как показывает выражение (7.14), не зависит от нагрузки проводника и определяется только его физическими параметрами.

На рис. 7.2 приведены кривые нагрева проводника при различных токах нагрузки I_1 и I_2, причем $I_1 > I_2$.

Охлаждение проводника при уменьшении его тока нагрузки определяется по (7.16). В частном случае при полном отключении тока охлаждение проводника описывается уравнением:

$$\theta = \theta_{нач} e^{-t/T}. \quad (7.25)$$

Совместное решение (7.14) и (7.17) дает:

$$T = \frac{cG}{kF} = \frac{cG}{I^2 R_а / \theta_у} = \frac{cG\,\theta_у}{\Delta P}. \quad (7.26)$$

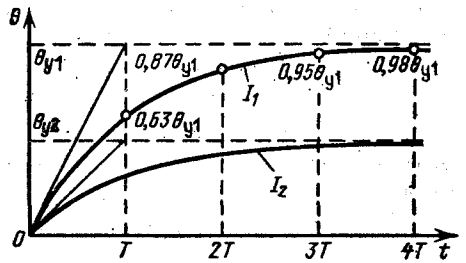


Рис. 7.2. Нагрев проводника различными токами

Отсюда вытекает, что постоянная времени нагрева проводника может быть также определена как отношение его теплопоглощающей способности к активным потерям в нем при произвольном токе, деленном на установившееся превышение температуры при том же токе. Значения постоянной времени нагрева прямоугольных шин приведены в табл. 7.5.

Таблица 7.5

Сечение шин $h \times b$, мм²	Значение постоянной времени нагрева T, мин		Сечение шин $h \times b$, мм²	Значение постоянной времени нагрева T, мин	
	Медь	Алюминий		Медь	Алюминий
25×3	7,3	5,8	60×5	10	7,9
40×5	9,5	7,5	80×10	20	15,8
50×6	14	11	100×10	22	17,3

7.4. КОНТАКТЫ ШИН И АППАРАТОВ

В электроустановках применяют контакты и контактные соединения различного типа. Электрический контакт по ГОСТ определяется как место перехода тока из одной токонесущей детали в другую (состояние детали может быть твердым, жидким и газообразным). Контактирование — наличие электрического контакта. Различают условную площадь контактирования, т. е. площадь рабочей поверхности контакта-детали, и площадь контактирования, равную сумме площадок контактирования с чисто металлическим и с квазиметаллическим контактом и площадок, покрытых мономолекулярными непроводящими пленками. Контакт-деталь — это токоведущая деталь устройства, с помощью которой производится коммутация, т. е. процесс замыкания, размыкания или переключения электрической цепи. Существует также понятие «контактный узел»—конструктивный узел устройства, осуществляющий контакт электрической цепи. Под контактным соединением понимают контактный узел, образующий неразмыкаемый контакт. Различают неразборные контактные соединения (например, сварные, паяные, клепаные и др.), разборные контактные соединения (например, винтовые, болтовые и др.) и разъемные контактные соединения.

По исполнению различают контакты: точечный, линейный поверхностный, стыковой, притирающийся, скользящий, катящийся, перекатывающийся, клиновой, втычной, жидкостный; по выполняемым функциям: неразмыкаемый, коммутирующий, замыкающий, размыкающий, переключающий, переключающий без разрыва цепи тока, импульсный, главной цепи, вспомогательной цепи, дугогасительный.

В свою очередь контакт-детали (краткая форма — контакты) подразделяют на подвижные, неподвижные, плоские, цилиндрические, конические, сферические, прямоугольные, квадратные, круглые, металлокерамические, биметаллические, композиционные.

Различают следующие виды контактных узлов: контакт рычажный, мостиковый, торцевой, розеточный, кольцевой, пакетно-пластинчатый, роликовый, врубной.

Контакты являются важными элементами любой электроустановки, влияющими на ее нагрузочную способность, надежность работы и экономичность. Поэтому необходимы

как качественное выполнение контактов и контактных соединений при монтаже, так и тщательный контроль и уход за ними в процессе эксплуатации.

Контактные соединения выполняют с помощью болтовых и винтовых соединений, стяжных накладок, конических зажимов, электро-, газо- или термитной сварки, пайки, клепки, а также опрессования или так называемой холодной сварки под давлением. Для подсоединения проводов или жил кабелей к аппаратам, приборам применяют специальные наконечники или оконцеватели. Соединяемые поверхности проводников предварительно тщательно зачищают. Алюминиевые шины и проводники перед механической обработкой покрывают слоем нейтрального (технического) вазелина или пасты (кварцевазелиновой или цинковазелиновой).

В связи с широким внедрением в электроустановках алюминия вместо меди возникают вопросы обеспечения надежных контактных соединений электрохимически активной пары медь — алюминий. Предложено плакировать контактную поверхность алюминия тонкой медной пластиной в месте подсоединения алюминиевых шин к медным выводам аппаратов; использовать гальваническое или диффузионное покрытие контактной поверхности алюминия медью; применять медные наконечники на жилах алюминиевых проводов и кабелей и т. п.

Для повышения термической стойкости размыкающих контактов электрических аппаратов их облицовывают металлокерамикой, которая представляет собой особый тип термически стойкого проводника, образованного путем соединения под большим давлением и при высокой температуре (1200 °С) хорошо перемешанных порошков меди и вольфрама или меди и молибдена.

Основными характеристиками контактов являются их электрическое сопротивление и термическая стойкость, т. е. отсутствие сваривания или нарушения функционирования контактов при прохождении больших токов, например токов КЗ.

Поскольку токопроводящая площадь контактирования значительно меньше условной площади контактирования, то нити тока в контактах-деталях стягиваются к проводящим участкам площади контактирования, обусловливая появление специфического сопротивления стягивания R_c.

Сопротивление контакта складывается из сопротивления контактов-деталей $R_{к\text{-}д}$ и переходного сопротивления контакта, т. е.

$$R_к = R_{к\text{-}д} + R_{к,п}. \quad (7.27)$$

В свою очередь

$$R_{к,п} = R_с + R_{кт};$$

$$R_{кт} = R_{кт,мет} \parallel R_{кт,квазимет},$$

где $R_{кт}$ — сопротивление контакта в зоне контактирования (оно может меняться в широких пределах в условиях эксплуатации); $R_{кт,мет}$ — сопротивление металлического контакта; $R_{кт,квазимет}$ — сопротивление квазиметаллического контакта.

Обычно при нормальной эксплуатации контактов (достаточное сжатие контактов-деталей, тщательная зачистка и смазка поверхностей контактирования и т. п.) $R_{кт} \ll R_с$, поэтому $R_{к,п} \approx R_с$.

Значение $R_{к,п}$ зависит от числа контактных точек (площадок) на контактных поверхностях или от отношения проводящей к кажущейся контактной поверхности. С увеличением давления на контактные поверхности число контактных точек растет и переходное сопротивление контакта падает. При этом уменьшается как $R_{кт}$, так и $R_с$. Для сопротивления стягивания найдены следующие зависимости:

при малых давлениях и упругой деформации материала контакта

$$R_с \sim \frac{K_1}{P^{1/3}}, \quad (7.28)$$

где K_1 — коэффициент, зависящий от материала контакта; P — сила нажатия контактов, Н;

при больших давлениях и пластической деформации материала контакта

$$R_с \sim \frac{K_2}{P^{1/2}}, \quad (7.29)$$

где K_2 — коэффициент, зависящий от материала и конструкции контакта.

Сопротивление $R_{к,п}$ в процессе эксплуатации может меняться в широких пределах. Во времени оно может как расти, так и резко падать; последнее имеет место при разрушении оксидной пленки в зоне контактирования вследствие внешних механических воздействий, например вибрации, а также вследствие воздействия токов КЗ.

В эксплуатации качество контактов в основном определяют по их температуре при токах нормального режима, а также при продолжительных максимальных токах. Контакты медных проводников более стабильны во времени, чем контакты алюминиевых, сталеалюминиевых и стальных проводников. Принципиально важное значение для надежности работы электроустановок имеет качество контакта или контактного соединения при вводе его в эксплуатацию после монтажа или ремонта. Чем меньше при этом оказывается переходное сопротивление контакта, тем более стабильно он будет работать в дальнейшем.

Для контактов аппаратов нормируется допустимое значение контактного сопротивления, причем должно быть (см. ПУЭ)

$$R_к \leqslant R_{к,доп}. \quad (7.30)$$

Для контактных соединений, согласно ГОСТ 10434—82 и ПУЭ, нормируется начальное электрическое сопротивление, или так называемый коэффициент дефектности $K_д$, равный отношению падения напряжения на участке проводника длиной 0,7—0,8 м, включающем зону контактного соединения, к падению напряжения на прилегающем целом участке того же проводника той же длины при прохождении по этим участкам одного и того же тока. Для болтовых и опрессованных контактных соединений, например, требуется, чтобы

$$K_д \leqslant 1{,}2.$$

7.5. ТОКОПРОВОДЫ

Токопроводы служат для соединения генераторов с силовыми трансформаторами и с трансформаторами собственных нужд. При мощности генераторов до 150 МВт внутри здания электростанции используются открытые или закрытые токопроводы (шинопроводы), а вне здания станции — гибкие токопроводы или открытые шинопроводы. При мощности генераторов 200 МВт и выше как внутри

Тип шинопровода	Область применения	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$i_{дин}$, кА	Габариты, шинопровода	
					$D_ш \times \delta_ш$, мм²	$s_ш$, мм²
КЭТ-200	Главная цепь	15,75	9,1	—	280×15	11 730
	Отпайка	15,75	0,92	—	140×10	3800
ТЭК-20	Главная цепь	15,75	9,1	—	280×15	11 730
	Отпайка	15,75	0,92	—	75×35×5,5	1390
ТЭН-200	Главная цепь	15,75	9,1	—	350×10	10 200
	Отпайка	15,75	0,92	—	140×10	3800
ТЭН-200	Главная цепь	15,75	9,1	—	350×10	10 200
	Отпайка	15,75	0,92	—	140×10	3800
КЭТ-300	Главная цепь	20	10,8	—	420×10	12 070
	Отпайка	20	0,925	—	140×10	3800
ТЭК-20	Главная цепь	20	10,8	—	420×10	12 070
	Отпайка	20	0,925	—	75×35×5,5	1390
ТЭН-300	Главная цепь	20	10,8	—	420×10	12 070
	Отпайка	20	0,925	—	140×10	3800
ТЭН-300	Главная цепь	20	10,8	—	420×10	12 070
	Отпайка	20	0,925	—	140×10	3800
КЭТ-500	Главная цепь	20	18	367	520×15	23 800
	Отпайка	20	—	565	—	—
ТЭН-500	Главная цепь	20	18	367	720×10	22 300
	Отпайка	20	—	565	140×15	5880
ТЭН-800	Главная цепь	24	23,8	546	720×15	35 000
	Отпайка	24	—	734	210×15	9180

здания электростанции, так и вне его используются закрытые пофазно-экранированные токопроводы с естественной или принудительной вентиляцией. Применение закрытых экранированных токопроводов заводского исполнения позволяет:

а) исключить опасные для генераторов междуфазные КЗ на участке генератор-трансформатор;

б) защитить шинопроводы от попадания на них пыли, влаги и посторонних предметов;

в) уменьшить потери энергии (и соответствующий нагрев) в несущих и окружающих шинопровод металлических и железобетонных конструкциях;

г) уменьшить электродинамические силы, действующие на шины при внешних КЗ;

д) ускорить и упростить процесс монтажа токопроводов,

Таблица 7.6

сечение кожуха		Расстояние между фазами, мм	Предельная длина секции, м	Потери мощности в трех фазах, Вт/м			
$l_к \times \delta_к$, мм²	$s_к$, мм²			$\Delta P_ш$	$\Delta P_к$	$\Delta P_{констр}$	$\Delta P_Σ$
700×5	10 900	1000	3	899	532	615	2045
560×5	8700	1000	2	—	—	—	—
740×4	9260	1200	8	899	400	600	1899
560×4	7000	800	8	—	—	—	—
770×5	12 000	1100	11	924	717	—	1641
560×5	8700	1000	11	—	—	—	—
700×5	12 000	1100	11	924	297	250	1471
560×5	8700	1000	11	—	—	—	—
840×6	15 700	1280	3	1095	402	644	2141
560×5	8700	1280	3	—	—	—	—
880×5	13 400	1400	8	1095	406	650	2151
550×4	7000	900	8	—	—	—	—
840×5	13 100	1280	11	1095	909	—	2004
560×5	8700	1100	11	—	—	—	—
840×5	13 100	1280	11	1095	383	302	1780
560×5	8700	1100	11	—	—	—	—
952×6	17 800	1400	3	1860	975	1210	4045
—	—	1100	3	—	—	—	—
1300×6	24 400	1600	12	1719	1899	—	3618
720×4	8980	1600	12	—	—	—	—
1300×6	24 400	1600	12	2181	3360	—	5541
770×4	9720	1100	12	—	—	—	—

Выполнение закрытых экранированных токопроводов связано, однако, с дополнительным расходом цветного металла на изготовление кожухов, который примерно равен расходу цветного металла на шины токопровода. На практике нашли применение закрытые токопроводы типов КЭТ (комплектный экранированный токопровод), ТЭК (токопровод экранированный комплектный) и ТЭН (токопровод экранированный непрерывный). В последнее время выпускаются только пофазно-экранированные токопроводы типа ТЭН. Для уменьшения потерь энергии в кожухах такие токопроводы снабжают специальными нелинейными токоограничивающими устройствами, включаемыми между кожухами различных фаз. Основные параметры закрытых экранированных токопроводов приведены в табл. 7.6.

Следует отметить, что ряд зарубежных фирм в отдель-

ных случаях (например, в КРУ и КРУЭ) возвращаются к использованию трехфазно-экранированных токопроводов. Такое решение в СССР применяется в отдельных случаях для токопроводов напряжением до 10 кВ.

7.6. ОТКЛЮЧЕНИЕ ЦЕПЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Отключение цепей переменного тока нормально производится выключателями. Трудно отключить цепь при возникновении в ней того или иного короткого замыкания, особенно так называемого «неудаленного КЗ». Существенные затруднения возникают также при отключении выключателями малых индуктивных токов, емкостных токов и токов холостого хода протяженных электрических линий.

При размыкании контактов выключателя возникает дуга. Когда ток проходит через нуль, дуга гаснет, однако в следующий момент она может вновь зажечься, если электрическая прочность промежутка оказывается меньше восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя.

Контакты выключателя при отключении непрерывно расходятся, поэтому при каждом последующем прохождении тока через нуль начальная электрическая прочность промежутка оказывается больше и в конце концов создаются условия для окончательного гашения дуги. Характеристики современных выключателей таковы, что дуга в них может гореть один—три полупериода промышленной частоты.

Электрическая дуга или дуговой разряд представляет собой самостоятельный, т. е. не зависящий от внешнего ионизатора разряд в воздухе или в газе (в зависимости от типа выключателя). У дуги различают три характерные области: околокатодную, околоанодную и столб дуги (рис. 7.3). Примечательно, что падения напряжения вблизи катода $\Delta U_к$ и вблизи анода $\Delta U_а$ не зависят от проходящего тока и соответственно равны 10—20 и 3—5 В. В среднем $\Delta U_к + \Delta U_а \approx 20$ В. Столб дуги представляет собой плазму, состоящую из электронов и положительных ионов; в центре столба температура доходит до 25 000—50 000 К.

В дуге непрерывно идут процессы ионизации, которые поддерживают горение дуги, и деионизации, которые, наоборот, стараются погасить дугу. Воздействие на эти процессы и является основой различных способов гашения дуги в выключателях.

Различают четыре вида ионизации: ударная ионизация, автоэлектронная эмиссия, термическая ионизация и термоэлектронная эмиссия.

Ударная ионизация вызывается соударениями электронов, движущихся под воздействием электрического поля вдоль столба дуги, с нейтральными молекулами и атомами газа в дуговом промежутке.

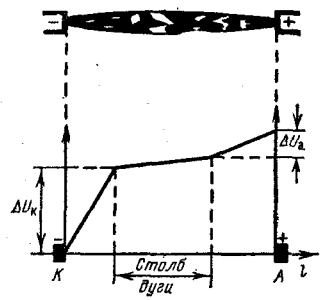


Рис. 7.3. Распределение напряжения по длине электрической дуги

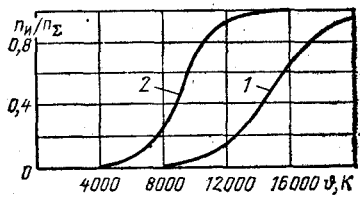


Рис. 7.4. Зависимость удельной ионизации воздуха *(1)* и паров меди *(2)* от температуры

Кинетическая энергия электрона в конце длины свободного пробега равна:

$$\frac{mv^2}{2} = ue, \qquad (7.31)$$

где $m = 9{,}107 \cdot 10^{-28}$ г — масса электрона; $e = 1{,}59 \cdot 10^{-19}$ К — заряд электрона; u — разность потенциалов на длине свободного пробега электрона, В; v — скорость электрона в конце пробега, см/с,

$$v = \sqrt{\frac{2ue}{m}}. \qquad (7.32)$$

Потенциал ионизации или наименьшая разность потенциалов на длине свободного пробега, при которой электрон приобретает скорость, достаточную для начала ударной ионизации, составляет: для паров металлов 6—7,5 В, для водорода 16 В, для гелия 24 В.

Автоэлектронная эмиссия — это выход электронов с катода в межэлектродное пространство под действием сильного электрического поля между контактами выключателя [при напряженностях $(1—3)\cdot 10^7$ В/см].

Термическая ионизация — это процесс образования ионов под действием высокой температуры. На рис. 7.4 приведены кривые зависимости удельной ионизации (т. е. отношения числа ионизированных частиц $n_и$ в объеме к полному числу ионизированных и нейтральных частиц $n_\Sigma = n_и + n_н$ в том же объеме) воздуха и паров меди от температуры при атмосферном давлении. Как видно, наличие паров металлов в дуговом промежутке (а это имеет место в выключателях) существенно снижает температуру, при которой начинается термическая ионизация; если ионизация воздуха начинается при температуре примерно 8000 К, то ионизация паров меди — при температуре примерно 4000 К.

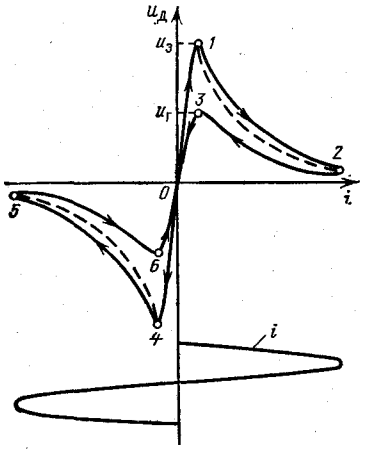


Рис. 7.5. Вольт-амперные характеристики дуги

Термоэлектронная эмиссия — это выход электронов с горячего катода в межэлектродное пространство. Она имеет место при температуре катода 3000—4000 К.

Гашение дуги в наиболее распространенных воздушных и масляных выключателях осуществляется с помощью воздуха или газа под давлением. При этом основным видом ионизации в дуговом столбе является термическая ионизация.

Электрическая дуга обладает нелинейной вольт-амперной характеристикой (рис. 7.5).

Различают статическую и динамическую характеристики дуги. Для данного промежутка и данных условий дугового разряда существует одна статическая характеристика (пунктирная кривая на рис. 7.5). Динамических же характеристик может быть множество в зависимости от тока и степени деионизации дугового промежутка. При увеличении тока динамические характеристики идут выше статической, а при уменьшении тока — ниже ее.

Напряжения, при которых дуга загорается (возникает) и гасится (прекращается), называются соответственно напряжениями зажигания $u_з$ и гашения $u_г$, причем всегда $u_з > u_г$. На участках *1—2—3* и *4—5—6* имеет место самостоятельный разряд, а на участках *0—1*, *3—0—4*, *6—0* не-

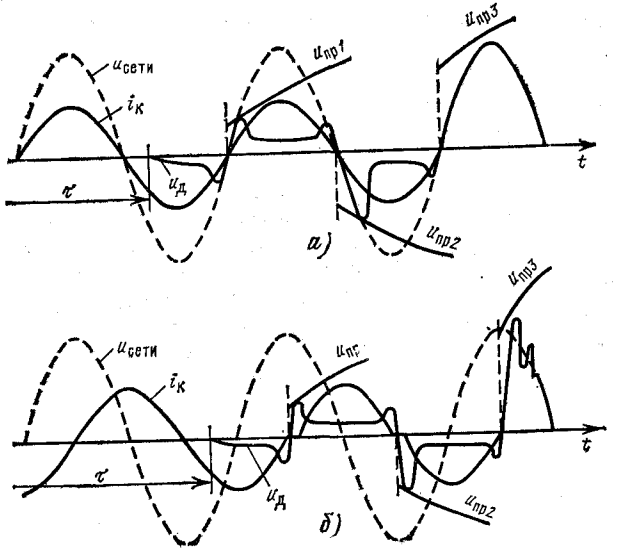


Рис. 7.6. Отключение активной (*а*) и индуктивной (*б*) цепей переменного тока

самостоятельный разряд, при котором ток пропорционален приложенному к промежутку напряжению. В соответствии с характером физических процессов в дуге ее сопротивление является чисто активным, поэтому напряжение и ток дугового промежутка одновременно проходят через нуль.

Тяжесть отключения цепи существенно зависит от фазы отключаемого тока. На рис. 7.6 показано отключение чисто активного тока (рис. 7.6, *а*) и чисто индуктивного тока (рис. 7.6, *б*); в обоих случаях через τ обозначено время начала расхождения дугогасительных контактов, а через $u_{пр}$ — электрическая прочность промежутка между контак-

тами. Как видно, в первом случае процесс отключения цепи облегчен, так как здесь восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя определяется характером изменения напряжения сети и скорость восстановления напряжения относительно невелика. Во втором случае переходный процесс восстановления напряжения характеризуется большими значениями амплитуды и скорости восстанавливающегося напряжения. В пределе при неучете активных сопротивлений и проводимостей, шунтирующих контакты выключателей, $u_{восст max} \approx 2\, u_{сети max}$.

При одночастотном колебательном процессе восстановления напряжения на контактах выключателя средняя скорость восстановления напряжения, кВ/мкс, равна:

$$v_{ср} = \left(\frac{du_{восст}}{dt}\right)_{ср} \approx \frac{u_{сети max}}{T_0/4} \cdot 10^{-6} =$$

$$= u_{сети max} \cdot 4f_0 \cdot 10^{-6} = \frac{2u_{сети max}}{\pi\sqrt{LC}} \cdot 10^{-6}, \qquad (7.33)$$

где T_0 и f_0 — период и частота свободных колебаний; L и C — индуктивность и емкость колебательного контура.

Анализ переходных процессов при отключении цепей переменного тока производится с использованием тех или иных расчетных схем, в которые для упрощения расчетов обычно вводят так называемые «идеальные выключатели». Под идеальным понимается такой выключатель, у которого: а) падение напряжения на дуге равно нулю; б) гашение дуги происходит точно в момент прохождения тока через нуль; в) после гашения дуги сопротивление дугового промежутка мгновенно становится равным бесконечности.

Отключение однофазной цепи переменного тока при коротком замыкании. Рассмотрим процесс отключения идеальным выключателем однофазной цепи при КЗ. Пусть известны эквивалентные предвключенные емкость C и проводимость g самого выключателя, резисторов и делителей напряжения, шунтирующих его контакты, а также сети и нагрузки (рис. 7.7). После окончания переходного процесса на контактах выключателя восстанавливается напряжение, практически равное напряжению источника.

Для свободных составляющих токов и напряжений при переходном процессе справедливы уравнения:

$$0 = iR + L\frac{di}{dt} + u_C; \qquad (7.34)$$

$$i = i_g + i_C = u_C g + C\frac{du_C}{dt}. \qquad (7.35)$$

Подставив (7.35) в (7.34), найдем:

$$0 = u_C gR + CR\frac{du_C}{dt} + Lg\frac{du_C}{dt} + LC\frac{d^2u_C}{dt^2} + u_C$$

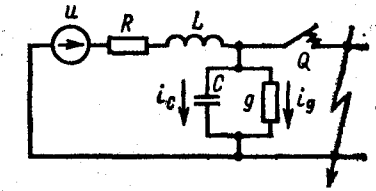


Рис. 7.7. Отключение однофазной цепи переменного тока при КЗ

или

$$\frac{d^2u_C}{dt^2} + \left(\frac{R}{L} + \frac{g}{C}\right)\frac{du_C}{dt} + \frac{1+gR}{LC}u_C = 0.$$

Характеристическое уравнение имеет вид:

$$p^2 + \left(\frac{R}{L} + \frac{g}{C}\right)p + \frac{1+gR}{LC} = 0.$$

Его решение дает

$$p_{1,2} = -\frac{1}{2}\left(\frac{R}{L} + \frac{g}{C}\right) \pm \sqrt{\frac{1}{4}\left(\frac{R}{L} + \frac{g}{C}\right)^2 - \frac{1+gR}{LC}} =$$

$$= -b \pm \sqrt{b^2 - m},$$

где

$$b = \frac{1}{2}\left(\frac{R}{L} + \frac{g}{C}\right) \text{ и } m = \frac{1+gR}{LC}.$$

Обозначим $a = b^2/m$ и рассмотрим разные случаи.

1) Если $a < 1$, то корни уравнения комплексные сопряженные:

$$p_{1,2} = -b \pm j\omega_0,$$

где $\omega_0 = \sqrt{m - b^2}$ — угловая частота свободных колебаний.

Решение уравнения для свободного процесса имеет вид:

$$u_C = Ae^{-bt}\sin(\omega_0 t + \gamma),$$

где A и γ — постоянные интегрирования, определяемые из начальных условий.

Таким образом, при $a<1$ переходный процесс имеет колебательный характер с затухающей по экспоненте амплитудой.

2) Если $a>1$, то корни уравнения p_1 и p_2 действительные и разные. При этом

$$u_C = A_1 e^{p_1 t} + A_2 e^{p_2 t}$$

и переходный процесс имеет апериодический характер.

3) Если $a=1$, то корни уравнения действительные и равные: $p_1=p_2=p$. При этом

$$u_C = (A_1 + A_2 t)\, e^{pt}.$$

Здесь имеет место граничный случай апериодического процесса.

Как видно из рис. 7.7, в рассматриваемой схеме напряжение на контактах выключателя равно напряжению на емкости. Очевидно, что при апериодическом характере изменения свободной составляющей напряжения на емкости скорость и амплитуда восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя меньше, чем при колебательном характере изменения напряжения, поэтому имеют место более легкие условия для гашения дуги переменного тока.

Отключение трехфазной цепи переменного тока при коротком замыкании. При анализе процесса отключения трехфазной цепи выключателем помимо понятия восстанавливающегося напряжения (восстанавливающегося напряжения переходного режима) в одной точке электрической сети или в испытательной схеме вводят также понятия возвращающегося напряжения, мгновенного возвращающегося напряжения на первом отключающем полюсе и коэффициента превышения амплитуды.

Различают действительное восстанавливающееся напряжение на контактах полюса выключателя, определяемое как параметрами сети или испытательной схемы, так и характеристиками данного выключателя, а также наличием в отключаемом токе апериодической составляющей, и собственное восстанавливающееся напряжение, определяемое только параметрами сети или испытательной схемы. Под возвращающимся напряжением понимают действующее значение восстанавливающегося напряжения промышленной частоты на контактах одного полюса выключателя (возвращающееся напряжение на полюсе) или между вводами различных полюсов выключателя (возвращающееся междуполюсное напряжение). Мгновенное возвращающееся напряжение на первом отключающем полюсе — это мгновенное значение возвращающегося напряжения на контактах полюса выключателя при прохождении тока этого полюса через нуль (в момент погасания дуги). Очевидно, что при любых условиях отключения трехфазной цепи любого отключающего полюса справедливо:

$$u_{восст max} < 2u_{возвр,мгн}.$$

Если процесс нарастания собственного восстанавливающегося напряжения содержит только одну одночастотную свободную составляющую, то его характеризуют частотой собственных колебаний (или средней скоростью собственного восстанавливающегося напряжения) и коэффициентом превышения амплитуды. Коэффициент превышения амплитуды — это отношение наибольшего пика восстанавливающегося напряжения к мгновенному возрастающему напряжению на контактах первого отключающего полюса выключателя

$$K_{п,а} = \frac{u_{восст max}}{u_{возвр,мгн}}.$$

При отключении трехфазной цепи (рис. 7.8) в наиболее тяжелых условиях находится первый отключающий полюс (*1*), так как у него $u_{возвр,мгн}=1{,}5\,u_{ф max}$, в то время как у двух других полюсов (*2*), отключающих одновременно спустя четверть периода двухфазную цепь,

$$u_{возвр,мгн} = \sqrt{3}/2 u_{ф max}.$$

Тяжесть отключения трехфазной цепи выключателем зависит от двух факторов: значения отключаемого тока и действительной скорости восстанавливающегося напряжения. Чем больше отключаемый ток, тем, как правило, меньше скорость восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя, что объясняется ростом предвключенной

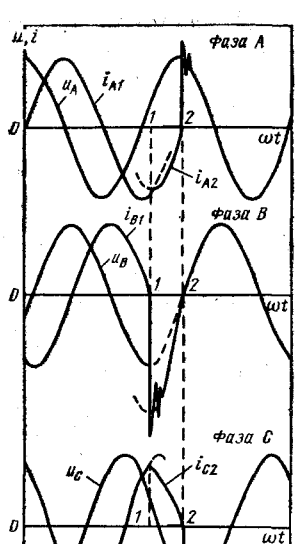


Рис. 7.8. Отключение трехфазной цепи переменного тока при КЗ

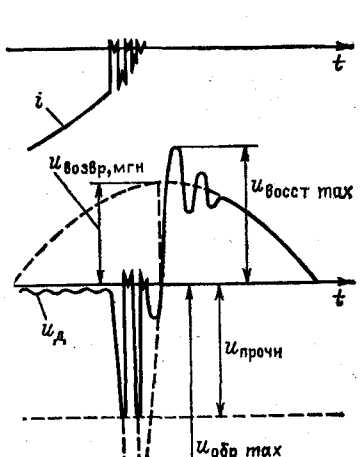


Рис. 7.9. Отключение цепи с малым индуктивным током

выключателю емкости. По этой причине выключатели, отключающие меньший ток КЗ, могут оказаться по параметрам восстанавливающегося напряжения в более тяжелых условиях, чем выключатели, отключающие больший ток. Так, для выключателя блока, установленного на стороне обмотки высшего напряжения силового трансформатора, отключение КЗ на сборных шинах может оказаться более тяжелым, чем отключение КЗ в цепи силового трансформатора.

Отключение цепей с небольшим индуктивным током. При отключении цепи с небольшим индуктивным током (например, отключение силового трансформатора, работающего на холостом ходу) могут создаться условия, когда дуга гаснет ранее момента естественного прохождения тока через нуль. При этом происходит резкий обрыв тока в цепи и, как следствие, резкое и значительное возрастание напряжения на контактах выключателя. Предельное значение напряжения обрыва равно:

$$u_{обр\,max} = i_{(0)} \sqrt{\frac{L}{C}},$$

где $i_{(0)}$ — обрываемый ток; L и C — эквивалентные индуктивность и емкость цепи.

Если это напряжение оказывается слишком большим, то промежуток между контактами выключателя пробивается и дуга вновь возникает. Указанный процесс может последовательно повториться несколько раз, пока дуга окончательно не погаснет при прохождении тока через нуль (рис. 7.9). Как видно, конечная электрическая прочность промежутка между контактами выключателя обеспечивает защиту как самого выключателя, так и элементов сети от недопустимых перенапряжений.

Отключение цепей с емкостным током (рис. 7.10, *а*), таких как длинные электрические линии или установки конденсаторных батарей, имеет свои специфические особенности и предъявляет особые требования к выключателям. При прохождении тока через нуль (рис. 7.10, *б*) дуга гаснет и вновь не зажигается, так как напряжение на контактах выключателя, равное разности напряжений на емкостях C_A и C_B, мало и растет медленно; напряжение на емкости C_A практически равно напряжению источника, а напряжение на емкости C_B, начальное значение которой практически равно напряжению сети, затухает по экспоненте. Через пол-

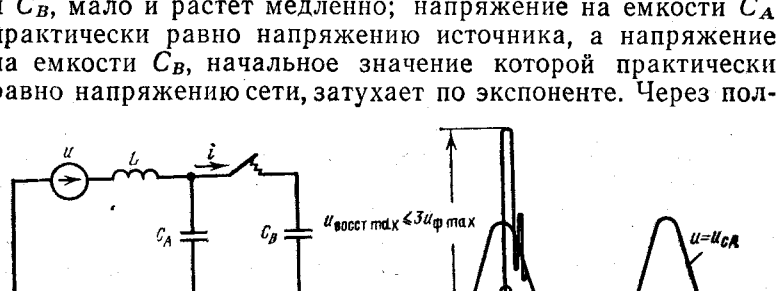


Рис. 7.10. Отключение цепи с емкостным током:
а — расчетная схема; *б* — процесс отключения цепи

периода после прохождения тока через нуль напряжение на промежутке может возрасти до $u \leqslant 2u_{фmax}$ и промежуток при его недостаточной электрической прочности будет пробит. Вновь загорится дуга, причем восстанавливающееся напряжение может в пределе достигнуть $3u_{фmax}$, что опасно для изоляции выключателя и элементов сети. При следующем прохождении тока через нуль дуга, как правило, окончательно гаснет.

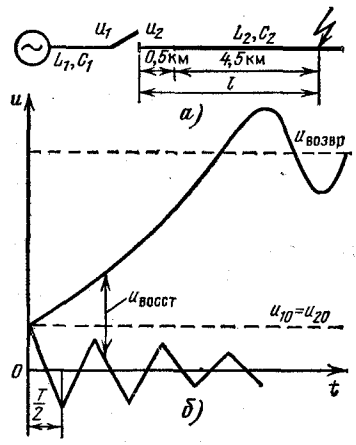


Рис. 7.11. Отключение неудаленного КЗ:

а — расчетная схема; *б* — процесс восстановления напряжения на контактах выключателя

Теоретически возможен случай, когда дуга гаснет при прохождении тока через нуль во время переходного процесса восстановления напряжения. При этом напряжение на емкости $C_в$ может возрасти до $u \leqslant 3u_{фmax}$, а максимум восстанавливающегося напряжения — до $u \leqslant 5u_{фmax}$. На практике, однако, такие случаи не наблюдаются. Для исключения повышенных восстанавливающихся напряжений при отключении емкостных токов необходимо, чтобы электрическая прочность промежутка между контактами через полпериода после прохождения тока через нуль была не менее $2u_{фmax}$.

Отключение неудаленных коротких замыканий. Весьма трудные условия для отключения цепи создаются при так называемых неудаленных коротких замыканиях, под которыми понимают короткие замыкания на электрических линиях, находящиеся на расстоянии примерно 0,5—5 км от выключателя. При таких коротких замыканиях выключателю приходится отключать большой ток КЗ при одновременно большой скорости восстанавливающегося напряжения.

Как показал опыт эксплуатации, наибольшее число отказов при отключении неудаленных КЗ наблюдалось у воздушных выключателей 110—220 кВ. Масляные выключатели успешно отключают неудаленные КЗ. Повышенная «чувствительность» воздушных выключателей к неудаленным КЗ объясняется тем, что у них относительно низка начальная скорость нарастания электрической прочности дугового промежутка, причем она тем меньше, чем больше отключаемый ток. При неудаленном КЗ (рис. 7.11, *а*) начальная часть кривой восстанавливающегося напряжения имеет пилообразный характер (рис. 7.11, *б*), что является следствием характерных волновых процессов на участке линии от выключателя до точки КЗ. Максимум первого пика восстанавливающегося напряжения равен:

$$u_{восст max} \approx 2u_{20} = 2\sqrt{2} I_к \omega L_2 l, \qquad (7.36)$$

где L_2 — индуктивность линии, Гн/км.

Этот максимум имеет место через время

$$t = T/2,$$

где T — период колебания пилообразного напряжения, равный

$$T = \frac{4l}{v};$$

v — скорость распространения волн, км/с; при емкости линии C_2 (Ф/км) скорость равна:

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_2 C_2}} \approx 300\,000 \text{ км/с}.$$

Начальная скорость восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя, В/с, в интервале времени $0 \leqslant t \leqslant T/2$ при этом равна:

$$v_{восст, нач} = \frac{du_{восст}}{dt} \approx \frac{2\sqrt{2} I_к \omega L_2 l}{T/2} = \frac{4\sqrt{2} I_к \omega L_2 l}{4l\sqrt{L_2 C_2}} = \sqrt{2} I_к \omega Z_в, \qquad (7.37)$$

где $Z_в = \sqrt{\frac{L_2}{C_2}}$ — волновое сопротивление линии, Ом.

Если принять в качестве средних значений $Z_в = 400$ Ом и $\omega L_2 = x_2 = 0{,}4$ Ом/км, то

$$u_{\text{восст}max} = 2\sqrt{2}\, I_{\text{к}}\, 0{,}4l = 1{,}13 I_{\text{к}} l$$

и

$$v_{\text{восст,нач}} \approx \sqrt{2} I_{\text{к}}\, 314 \cdot 400 \text{ В/с} = 0{,}178 I_{\text{к}} \text{ В/мкс}.$$

На рис. 7.12 показана картина нарастания электрической прочности дугового промежутка воздушных выключателей и кривые восстанавливающегося напряжения при

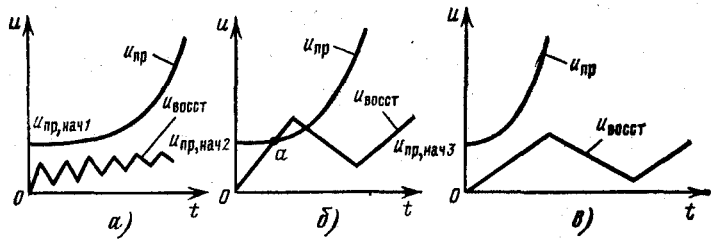


Рис. 7.12. Влияние удаленности КЗ на процесс отключения цепи

различной удаленности точки КЗ. Как видно, при очень близких КЗ (рис. 7.12, *а*) пилообразный характер восстанавливающегося напряжения не приводит к пробою промежутка, так как пик напряжения $u_{\text{восст}max}$ мал; при неудаленных КЗ (рис. 7.12, *б*) промежуток может быть пробит в точке *а*; при удаленных КЗ (рис. 7.12, *в*) условия для пробоя промежутка вновь отсутствуют, так как при меньших отключаемых токах быстрее растет электрическая прочность промежутка и меньше начальная скорость восстанавливающегося напряжения.

7.7. ОТКЛЮЧЕНИЕ ЦЕПЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

На электростанциях имеется ряд цепей постоянного тока: цепи систем возбуждения генераторов и синхронных электродвигателей, цепи постоянного оперативного тока, цепи двигателей-генераторов, цепи привода шнековых питателей пыли и т. п. Процесс отключения цепей постоянного тока существенно отличается от процесса отключения цепей переменного тока. При отключении цепей переменного тока используется то обстоятельство, что переменный ток периодически проходит через нуль и в этот момент дуга переменного тока может быть погашена. В цепях постоянного тока такие условия отсутствуют и здесь дуга гасится только путем сведения тока к нулю за счет введения в цепь значительного нелинейного активного сопротивления, каким является сопротивление самой дуги.

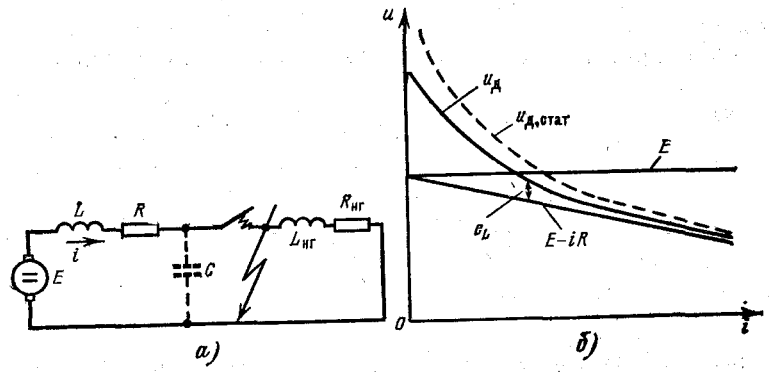


Рис. 7.13. Отключение цепи постоянного тока:
а — расчетная схема; *б* — вольт-амперные характеристики

Рассмотрим процесс отключения короткого замыкания в цепи постоянного тока (рис. 7.13, *а*). Переходный процесс при гашении дуги описывается уравнением

$$E = iR + L\frac{di}{dt} + u_{\text{д}} = iR - e_L + u_{\text{д}},$$

откуда

$$u_{\text{д}} = (E - iR) + e_L,$$

где $u_{\text{д}}$ — напряжение дуги; E — ЭДС источника; L, R — соответственно индуктивность и активное сопротивление короткозамкнутой цепи; $e_L = -L\frac{di}{dt}$ — ЭДС самоиндукции.

При нарастании тока в цепи ЭДС самоиндукции отрицательная, а при спаде — положительная, т. е. она препятствует изменению тока в цепи. Для снижения тока в цепи и дальнейшего гашения дуги необходимо, чтобы динамическая характеристика дуги (рис. 7.13, *б*) лежала выше прямой, описываемой уравнением $E—iR$. На заключительной стадии процесса отключения цепи постоянного тока $u_{\text{д}} > E$,

причем перенапряжения в цепи зависят как от ее индуктивности, так и от скорости изменения тока, влияющей на деформацию динамической характеристики дуги.

Процесс отключения КЗ в цепи постоянного тока при открытой дуге характеризуется кривыми, представленными на рис. 7.14, *а*. Пусть контакты выключателя начинают размыкаться в момент t_1. По мере расхождения контактов напряжение на возникшей дуге возрастает, а скорость роста тока КЗ $i_к$ падает. Далее наступает момент, когда ток до-

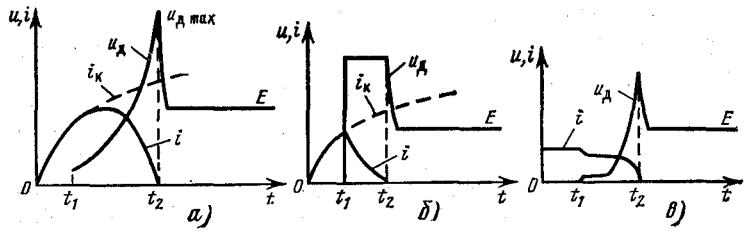


Рис. 7.14. Процесс отключения цепи постоянного тока:

а — отключение КЗ при открытой дуге; *б* — отключение КЗ быстродействующим выключателем; *в* — обрыв цепи постоянного тока с образованием открытой дуги

стигает максимума, а скорость его изменения и ЭДС e_L равны нулю. Далее ток начинает интенсивно уменьшаться, а напряжение на дуге растет и становится выше ЭДС источника. В момент t_2 ток сводится к нулю и дуга гаснет.

Процесс отключения цепи постоянного тока можно ускорить, если создать условия, при которых напряжение на дуге будет оставаться неизменным и большим ЭДС источника во все время переходного процесса. Такие условия практически выполняются в выключателях автоматических быстродействующих (ВАБ), имеющих специальные гасительные камеры. В ряде случаев, например, в автоматах гашения поля гасительные камеры выполняют с использованием принципа разбивки дуги на ряд коротких дуг, у которых, как известно, напряжение дуги (равное 20—30 В) не зависит от проходящего тока. При этом процесс отключения цепи качественно характеризуется кривыми, приведенными на рис. 7.14, *б*.

В условиях эксплуатации может возникнуть обрыв какой-либо цепи постоянного тока в произвольном месте, например цепи возбуждения генератора, с образованием открытой дуги. В этом случае ток в цепи и напряжение на дуге изменяются так, как показано на рис. 7.14, *в*.

7.8. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ И ИХ ПРИВОДЫ

Выключатели — это электрические аппараты, предназначенные для отключения и включения цепей при любых режимах работы электроустановок. К выключателям высокого напряжения условно относят выключатели с номинальным напряжением более 1 кВ.

В сетях переменного тока энергосистем в основном используют следующие выключатели высокого напряжения: масляные (баковые и маломасляные), воздушные и электромагнитные. Внедряются также элегазовые, вакуумные и тиристорные выключатели. Автогазовые выключатели (за исключением выключателей нагрузки), имевшие ограниченную область применения в сетях 6—10 кВ, вытеснены более совершенными маломасляными выключателями.

В баковых масляных выключателях масло служит в качестве газогенерирующего материала и в качестве изоляции; такие выключатели используются в сетях 6—220 кВ. Для повышения коммутационной способности и уменьшения размеров выключатели оснащаются гасительными камерами различного исполнения. Используемые ранее выключатели без гасительных камер (например, типа ВМБ-10), у которых дуга свободно горит в масле, имели малую отключающую способность и большие размеры, поэтому широкого распространения в энергосистемах не получили.

В маломасляных выключателях масло служит только в качестве газогенерирующего материала, создающего условия для гашения дуги. Они используются в электрических сетях 3—110 кВ. Все они оснащены гасительными камерами того или иного исполнения. Маломасляные выключатели более компактны, чем баковые выключатели, менее пожаро- и взрывоопасны и поэтому получили преимущественное распространение в ЗРУ 3—20 кВ.

Воздушные выключатели оборудованы гасительными камерами газового дутья и используются в сетях 35—750 кВ. В отдельных случаях, например на ГЭС, они нашли применение в качестве выключателей генераторов при на-

пряжениях 10—20 кВ. В электрических сетях 330—750 кВ в настоящее время используются только воздушные выключатели.

Электромагнитные выключатели применяются в сетях 6—10 кВ, например в сетях собственных нужд КЭС. Они обладают достаточно высокой коммутационной способностью, допускают большое число операций между ремонтами, пожаро- и взрывобезопасны. Однако их размеры и стоимость несколько выше размеров и стоимости маломасляных выключателей. Кроме того, возникают вопросы обеспечения необходимой надежности их работы в различных эксплуатационных режимах.

В элегазовых выключателях (освоены на напряжения 110—220 кВ и разрабатываются на напряжения 330—1150 кВ) дугогасящей средой является элегаз (шестифтористая сера) SF_6. Элегаз по сравнению с воздухом имеет примерно в 5 раз большую плотность и в 2—3 раза большую электрическую прочность. За рубежом освоен выпуск комплектных распредустройств 110—765 кВ с элегазовой изоляцией, в которых используются элегазовые выключатели и закрытые токопроводы с элегазовой изоляцией. Элегазовые выключатели дороже масляных и воздушных выключателей.

Вакуумные выключатели разработаны на напряжения до 220 кВ. Они имеют малые размеры, большое быстродействие; кроме того, они пожаро- и взрывобезопасны, допускают большое число коммутаций между ремонтами. Однако коммутационная способность их пока еще невелика; требуют доработки вопросы технологии, монтажа и эксплуатации.

Тиристорные выключатели в СССР и за рубежом разработаны и освоены на напряжения до 10 кВ. При естественной коммутации они отключают цепь во время первого прохождения тока через нуль. При искусственной коммутации тиристорные выключатели способны ограничить ток цепи и отключить цепь значительно раньше, чем при естественной коммутации. Достигнутые параметры тиристоров и их относительно высокая стоимость, к сожалению, не позволяют в настоящее время создать конкурентоспособные тиристорные выключатели на напряжения выше 10 кВ для сетей энергосистем.

В Японии разработаны так называемые «синхронные» или «синхронизированные» выключатели, осуществляющие отключение цепей при первом прохождении тока через нуль. В таких выключателях при подходе тока к нулю под действием больших электродинамических сил осуществляется практически мгновенное разведение контактов на расстояние, необходимое для обеспечения электрической прочности промежутка. Выключатели освоены на напряжения до 500 кВ, однако широкого использования пока не получили. Их внедрение в энергосистемах будет зависеть от эксплуатационных качеств и технико-экономических характеристик.

Чем быстрее гасится дуга в выключателе, тем меньше выделяется в нем энергии и, как следствие, меньше изнашиваются контакты, меньше разлагается масло (в масляных выключателях) и т. п. Кроме того, ускорение отключения цепей переменного тока повышает надежность и устойчивость работы энергосистем.

Повышение скорости гашения дуги достигается путем интенсивной деионизации дугового промежутка с помощью различных дугогасительных устройств. Применяются гасительные камеры с газовым (воздушным) или электромагнитным дутьем, гасительные камеры с узкой щелью, гасительные камеры с разбивкой дуги на ряд коротких дуг, в которых используется эффект восстановления электрической прочности околоэлектродных областей дуги при прохождении тока через нуль. Применение в качестве дугогасящей среды элегаза, обладающего способностью интенсивно поглощать электроны из дугового столба и образовывать малоподвижные отрицательные ионы, также способствует эффективной деионизации дугового промежутка.

В качестве дополнительных средств, способствующих гашению дуги в выключателях, используются: многократный разрыв цепи (2—16 разрывов на фазу) и снижение скорости восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя с помощью резисторов, шунтирующих контакты выключателя.

Важным элементом выключателя является привод, т. е. устройство, предназначенное для включения и отключения выключателя при любых условиях работы цепи. Выключатели в зависимости от их типа, исполнения и номи-

нальных параметров оснащаются электромагнитными, пневматическими, пневмогидравлическими или пружинными приводами. В отдельных случаях могут быть также использованы двигательные и инерционные приводы выключателей (по ГОСТ 687—78Е). Наибольшее распространение получили электромагнитные и пневматические приводы. Пружинные приводы устанавливают у выключателей, имеющих относительно легкую подвижную систему. Применение таких приводов позволяет использовать переменный оперативный ток и снизить стоимость электроустановки.

Приводы выключателей должны иметь механизм свободного расцепления, позволяющий отключать выключатель под действием релейной защиты при любом положении подвижной системы привода, например при выполнении команды на включение выключателя.

Схема управления привода должна иметь так называемую «блокировку от прыгания», предотвращающую многократное включение выключателя на КЗ в цепи.

7.9. ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Плавкие предохранители — это электрические аппараты, предназначенные для защиты цепей от сверхтоков. Плавкие предохранители являются аппаратами одноразового действия с пофазным отключением защищаемой цепи. Они срабатывают автономно в зависимости от степени и длительности воздействия тока и не требуют каких-либо внешних измерительных и управляющих цепей.

Основными элементами предохранителя являются плавкая вставка и патрон. В электроустановках применяются газогенерирующие и кварцевые предохранители различных типов.

В электрических сетях до 1 кВ получили распространение предохранители типов ПР (предохранитель с разборным патроном без наполнителя), ПН (предохранитель с наполнителем и с разборным патроном), НПН (предохранитель с наполнителем и с неразборным патроном), а также быстродействующие предохранители типов ПНБ, ПБВ и ПБФ.

В электрических сетях выше 1 кВ получили распространение предохранители типов ПК (предохранитель с кварцевым наполнителем), ПКТН (предохранитель кварцевый

для трансформаторов напряжения), ПСН (предохранитель стреляющий наружной установки), ПСНУ (предохранитель стреляющий наружной установки управляемый).

Предохранитель характеризуется номинальным напряжением $U_{ном}$, номинальными токами патрона $I_{пат,ном}$ и плавкой вставки (заменяемого элемента) $I_{вст,ном}$, номинальным отключаемым током $I_{откл,ном}$, а также времятоковыми характеристиками плавления плавкой вставки $t_{пл}=f(I_п)$ и отключения цепи $t_{откл}=f(I_п)$, где $I_п$ — периодическая составляющая ожидаемого тока КЗ в цепи, где установлен предохранитель. Кроме того, может быть задана характеристика токоограничения $i_{скв}=f(I_п)$.

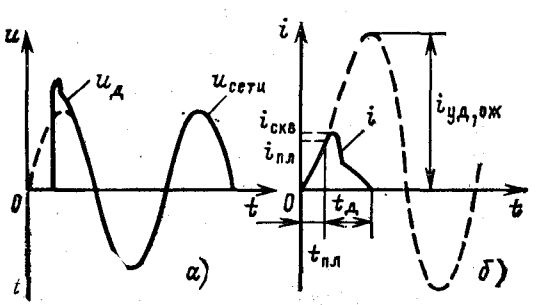


Рис. 7.15. Отключение цепи токоограничивающим предохранителем

В патроне предохранителя помещают различные плавкие вставки при соблюдении условия $I_{вст,ном} \leqslant I_{пат,ном}$.

Под номинальным током предохранителя обычно понимают номинальный ток плавкой вставки. У предохранителей напряжением выше 1 кВ значение одночасового тока плавления должно находиться в пределах $1{,}3\,I_{ном} - 2I_{ном}$.

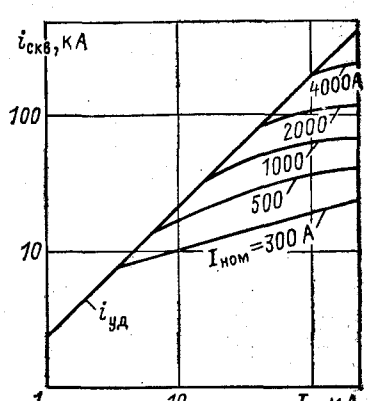


Рис. 7.16. Ограничение сквозного тока КЗ токоограничивающим предохранителем

Номинальный ток отключения предохранителя — это наибольшее действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока короткого замыкания в цепи, который предохранитель способен отключить. Под ожидаемым током КЗ понимают ток КЗ, который был бы в цепи при отсутствии в ней предохранителя, т. е. ток, не ограниченный действием предохранителя. Предохранители, у которых $i_{скв} < i_{уд,ож}$ (рис. 7.15), обладают токоограничивающим эффектом, и их принято называть токоограничивающими предохранителями. Изменение напряжения на предохранителе и тока в цепи предохранителя показано соответственно на рис. 7.15, *а* и *б*. Токоограничивающая способность предохранителей зависит от номинального тока вставки, значения ожидаемого тока КЗ и фазы включения (наличия и значения апериодической составляющей тока КЗ). На рис. 7.16 в качестве примера приведены характеристики $i_{скв}=f(I_п)$ предохранителей с номинальным напряжением 600 В фирмы GEC (США) для цепи с $k_{уд}=1{,}63$, т. е. $i_{уд}=2{,}3I_{п0}$. Как видно, чем больше номинальный ток плавкой вставки, тем ниже токоограничивающее действие плавкого предохранителя.

При отключении цепи токоограничивающим предохранителем в ней могут возникнуть перенапряжения, тем большие, чем быстрее снижается ток в цепи. Ограничение перенапряжений достигается специальной конструкцией плавких вставок.

Выбор предохранителей производится с учетом того, чтобы плавкая вставка не плавилась при допустимых для данной цепи режимах, в том числе при допустимых для цепи перегрузках, и чтобы предохранитель эффективно и селективно защищал цепь при КЗ. Коммутационная способность предохранителя должна удовлетворять условию:

$$I_{откл,ном} \geqslant I_{п,ож} \approx I_{п0}.$$

7.10. ОГРАНИЧИТЕЛИ УДАРНОГО ТОКА

Ограничители ударного тока — это сверхбыстродействующие коммутационные аппараты взрывного действия на большие номинальные токи. Ограничитель (рис. 7.17, *а*) состоит из основания, изоляторов, коммутационного элемента и шунтирующего его предохранителя специальной конструкции. Коммутационный элемент в свою очередь состоит из патрона, внутри которого помещается токонесущий проводник большого сечения с вмонтированным в него пиропатроном. Поджиг пиропатрона осуществляется от разрядного устройства, которое находится вне коммутационного элемента и связано с пиропатроном через разделительный импульсный трансформатор, смонтированный в теле изолятора. Управление разрядным устройством осуществляется от блока управления, реагирующего на производную изменения тока в защищаемой цепи di/dt. Датчиком тока служит трансформатор тока специальной конструкции. Время срабатывания пускового органа составляет примерно 0,5 мс, собственное время пиропатрона около 20 мкс, разрыв основной вставки происходит за 0,1 мс; полное время отключения цепи ограничителем не превышает 5 мс. Изменение тока в цепи с ограничителем показано на рис. 7.15, *б*. Наличие шунтирующего предохранителя специальной конструкции исключает опасные перенапряжения в цепи, так как при отключении напряжение на дуге остается практически неизменным.

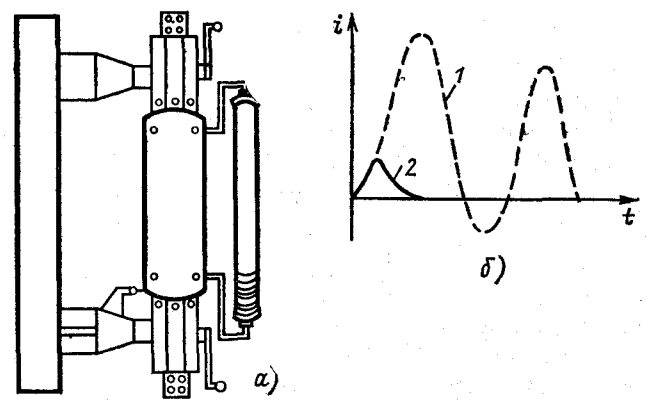


Рис. 7.17. Ограничитель ударного тока:

а — внешний вид; *б* — процесс отключения цепи; *1* — без ограничителя; *2* — с ограничителем

Возможные схемы включения ограничителей ударного тока даны на рис. 7.18.

Ограничители ударного тока могут иметь в схеме управ-

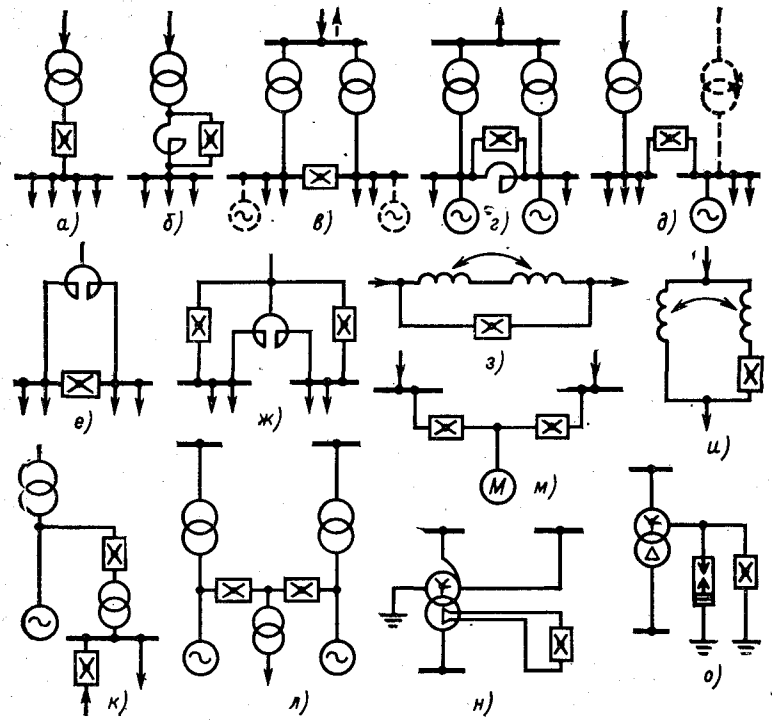


Рис. 7.18. Возможные схемы включения ограничителей ударного тока:

а — в цепи трансформатора; *б* — параллельно реактору; *в* — между двумя секциями; *г* — параллельно секционному реактору; *д* — между двумя секциями при подключении нового источника; *е* — параллельно сдвоенному реактору; *ж* — параллельно отдельным плечам сдвоенного реактора; *з* — параллельно сдвоенному реактору (в продольном режиме); *и* — в плече сдвоенного реактора; *к* — в цепи основного и резервного питания шин собственных нужд; *л* — в цепи трансформатора собственных нужд; *м* — между электродвигателем и разными секциями; *н* — в цепи обмотки автотрансформатора, соединенной в треугольник; *о* — параллельно разряднику, включенному в нейтраль

ления орган направления мощности. При этом они становятся незаменимыми аппаратами в схемах электроснабжения особо ответственных потребителей, не допускающих перерывов питания.

7.11. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ И ИХ ПРИВОДЫ

Разъединители (ГОСТ 689—79) — это электрические аппараты, предназначенные для создания видимого разрыва в цепях при выводе оборудования в ремонт, а также для снятия напряжения с обесточенных частей (элементов) электроустановки. Разъединители не имеют дугогасительных устройств, поэтому их коммутационная способность невелика. Разъединителями, как правило, запрещается отключать цепи под током, а также включать цепи под нагрузку. При ошибочном отключении нагруженной цепи разъединителем на его контактах возникает открытая дуга, которая под действием электродинамических сил и ветра растягивается и может привести к междуфазным КЗ или КЗ на землю. Для исключения подобных случаев выполняются специальные блокировки, запрещающие отключение и включение цепи разъединителем при включенном выключателе той же цепи. Разъединителями нельзя отключать и включатъ цепи, по которым проходит ток или в которых он появляется после включения цепи. В схемах, где разъединители должны выполнять также функции оперативных аппаратов, включение и отключение цепей разъединителями допускается, если каждый разъединитель надежно шунтирован параллельной цепью, обладающей незначительным сопротивлением, например цепью шиносоединительного выключателя своей секции.

Разъединителями разрешается производить включение и отключение трансформаторов напряжения, заземлять и разземлять нейтрали силовых трансформаторов при отсутствии в сети замыкания на землю, отключать и включать зарядный ток шин и электрооборудования (кроме батарей конденсаторов). Трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже допускается отключение и включение нагрузочного тока до 15 А. В отдельных случаях, строго оговоренных в директивных материалах Минэнерго СССР, разъединителями (и отделителями) разрешается отключение ненагруженных трансформаторов небольшой мощности и зарядного тока электрических линий небольшой длины.

Разъединителями (и отделителями) наружной установки 6—500 кВ разрешается отключение токов, указанных в

Таблица 7.7

$U_{ном}$, кВ	Исполнение разъединителя (отделителя)	Расстояние между осями полюсов, м	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более	Ток замыкания на землю, А, не более
6	—	0,4	2,5	5	7,5
10	—	0,5	2,5	4	6
20	—	0,75	3	3	4,5
35	—	1 2	3 5	2 3	3 5
110	ВР	2 2,5 3	6 7 9	2,5 3 3,5	—
	ГП	2 2,5 3 3,5	4 6 8 10	1,5 2 3 3,5	—
150	ВР	2,5 2,7 3 3,4 4	2,3 4 6 7,6 10	1 1,5 2 2,5 3	—
	ГП	3 3,7 4 4,4	2,3 5 5,5 6	1 1,5 2 2,5	—
220	ВР	3,5 4 4,5	3 5 8	1 1,5 2	—
	ГП	3,5 4 4,5	3 5 8	1 1,5 2	—
330	ГП	6	5	2	—
500	ВР ГП ПН	7,5 8 8	5 6 5	2 2,5 2	—

Примечание. ВР — вертикально-рубящий; ГП — горизонтально-поворотный; ПН — подвесной.

табл. 7.7. Отключение намагничивающего тока трансформаторов, в нейтралях которых имеются дугогасящие реакторы, разрешается только после отключения последних. Отключение и включение отделителями и разъединителями намагничивающего тока трансформаторов 110—220 кВ производится при заземленной нейтрали.

При расчете намагничивающего тока трансформаторов исходят из того, что при повышении напряжения на трансформаторах до $U=1{,}05\ U_{ном}$ их намагничивающий ток возрастает примерно на 50 % своего номинального значения.

Стандартными разъединителями и отделителями 110, 150 и 220 кВ внутренней установки с расстояниями между осями полюсов соответственно 2; 2,5; 3,5 м допускается отключение и включение намагничивающих токов силовых трансформаторов и автотрансформаторов соответственно не более 4; 2 и 2 А, а также зарядных токов присоединений не более 1,5; 1 и 1 А. Стандартными разъединителями внутренней установки 6—35 кВ разрешается отключение и включение намагничивающих токов, токов замыкания на землю и зарядных токов линий, указанных в табл. 7.8.

Таблица 7.8

$U_{ном}$, кВ	Расстояние между осями полюсов, м	Наименьшее расстояние от разъединителя до заземленных и токоведущих частей, м			Ток замыкания на землю, А, не более	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более
		А	*Б*	*В*			
6	0,2	0,2	0,2	0,5	4	3,5	2,5
10	0,25	0,3	0,3	0,7	3	3	2
20	0,3	0,4	0,4	1	2,5	3	1,5
35	0,45	0,5	0,5	1,5	1,5	2,5	1

Примечание. *А* — расстояние фаза — земля; *Б* — расстояние от разомкнутых контактов разъединителя до земли или до сборных шин; *В* — расстояние от подвижного контакта разъединителя в отключенном положении до земли или до сборных шин по вертикали.

Стандартными трехполюсными разъединителями до 10 кВ внутренней и наружной установки, имеющими механический привод, разрешается отключение и включение намагничивающего тока трансформаторов мощностью до 750 кВ·А включительно.

Для заземления ремонтируемых цепей разъединители обычно оснащают заземляющими ножами, сблокированными с основными ножами разъединителей.

Включение и отключение разъединителей производится с помощью ручных, электродвигательных или пневматических приводов. У разъединителей с большим номинальным током, имеющих развитую контактную поверхность и поэтому требующих больших усилий при включении и отключении, в рычажную систему привода вводится червячная передача.

Отделитель — это электрический аппарат, предназначенный для автоматического включения или отключения обесточенных цепей. По существу это разъединитель с дистанционным приводом. Для повышения коммутационной способности отделителей они могут быть оснащены дутьевыми приставками. В последнее время разработаны и освоены отделители 110 и 220 кВ закрытой конструкции с элегазом (отделители типов ОЭ-110 и ОЭ-220), которые способны отключать значительные токи нагрузки (до 630 А при напряжении 110 кВ) и по своим свойствам приближаются к выключателям нагрузки. Эти отделители разработаны в различном исполнении на одно, два или три направления в одном аппарате, что позволяет упростить конструкцию подстанций.

Собственное время отключения выпускаемых промышленностью отделителей различных типов 0,4—0,7 с.

Короткозамыкатель—это электрический аппарат, предназначенный для создания искусственного, преднамеренного КЗ в электрической сети. Он представляет собой однополюсный (в сетях 110 кВ и выше) или двухполюсный (в сетях 35 кВ) разъединитель с пружинным приводом, контактная система которого рассчитана на включение расчетного для данной цепи тока КЗ.

Короткозамыкатели используются на подстанциях без выключателей (на стороне высшего напряжения) с целью увеличения тока КЗ в линии при повреждении трансформатора, а также для заземления нейтралей силовых трансформаторов.

Собственное время включения короткозамыкателей различных типов лежит в пределах 0,16—0,4 с.

7.12. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

Выключатели нагрузки — это электрические аппараты, предназначенные для включения и отключения нагрузочных токов цепей, вплоть до номинальных токов аппаратов. Выключатели нагрузки не способны отключать токи КЗ. Эти функции передаются на последовательно включаемые предохранители или на выключатели головных участков сети. Конструкция существующих выключателей нагрузки базируется на конструкции разъединителей. Отличие состоит в наличии маломощного газогенерирующего дугогасительного устройства со сменными газогенерирующими вкладышами из органического стекла.

В энергосистемах СССР в данное время применяют выключатели нагрузки на напряжения 3—10 кВ серий ВН и ВНП (выключатель нагрузки с предохранителем). Разрабатываются выключатели нагрузки на более высокие напряжения. Некоторые зарубежные фирмы освоили выпуск выключателей нагрузки на большие номинальные токи для сетей 10—750 кВ. Наличие таких аппаратов позволит повысить надежность работы и техническую гибкость главных схем электрических соединений электростанций. В частности, выключатели нагрузки могут быть эффективно использованы в цепях генераторов простых и укрупненных блоков (например, на ГЭС с резкопеременным графиком нагрузки, когда требуется частое отключение генераторов), в цепях повышенного напряжения блоков при наличии генераторных выключателей, в цепях повышенного напряжения объединенных блоков, а также в распредустройствах повышенных напряжений подстанций.

7.13. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ РЕАКТОРЫ

Токоограничивающие реакторы представляют собой аппараты (или электротехнические устройства), предназначенные для ограничения токов КЗ в электрической сети. Применение реакторов позволяет снизить требования к электродинамической и термической стойкости проводников и аппаратов; облегчить работу ряда элементов электроустановок, в том числе генераторов электростанций, при переходных процессах; снизить стоимость электроустановок и распределительных сетей. Наиболее широко реакто-

ры используются в сетях 6—10 кВ, где применяются сухие бетонные реакторы различного исполнения для внутренней и наружной установки. В сетях более высоких напряжений реакторы до настоящего времени используются относительно редко, причем здесь применяются реакторы с масляной изоляцией, имеющие каркас стержневой или тороидальной формы из изоляционного материала и стальной бак.

По конструктивному исполнению различают одинарные и сдвоенные реакторы, по месту включения — секционные и линейные реакторы, по характеристикам — реакторы с линейной и с нелинейной характеристиками, реакторы управляемые и неуправляемые. Сухие бетонные реакторы относятся к неуправляемым реакторам с линейной характеристикой. Они могут выполнять функции как линейных, так и секционных реакторов.

Основными параметрами реакторов являются: номинальное напряжение, номинальный длительный ток, реактивность (в процентах или именованных единицах), потери активной мощности при номинальных условиях, проходная мощность, а также параметры, характеризующие термическую и электродинамическую стойкость реакторов. Сопротивление реактора в относительных единицах при номинальных условиях равно:

$$x_{*\,\mathrm{р(н)}} = \frac{x_{\mathrm{р}}\,\%}{100},$$

а сопротивление реактора в именованных единицах (Ом):

$$x_{\mathrm{р}} = x_{*\,\mathrm{р(н)}}\,\frac{U_{\mathrm{ном}}}{\sqrt{3}\,I_{\mathrm{ном}}}.$$

Таким образом, сопротивление реактора в именованных единицах прямо пропорционально сопротивлению реактора в относительных единицах и обратно пропорционально номинальному току реактора.

Потеря напряжения в реакторе равна:

$$\Delta U_{\mathrm{р}} = \sqrt{3} I_{\mathrm{р}} x_{\mathrm{р}} \sin\varphi_{\mathrm{нг}}$$

или

$$\Delta U_{*\,\mathrm{р}} = I_{*\,\mathrm{р}}\, x_{*\,\mathrm{р}} \sin\varphi_{\mathrm{нг}},$$

В нормальном режиме работы потеря напряжения в реакторе, как правило, не должна быть выше 1—1,5 %; при наличии у потребителей компенсирующих устройств в реакторе может быть допущена более высокая потеря напряжения — до 2—3 %. Потеря активной мощности в реакторе при произвольном режиме равна:

$$\Delta P = I^2 R_{\mathrm{а}} = I^2_{\mathrm{ном}} R_{\mathrm{а}} \left(\frac{I}{I_{\mathrm{ном}}}\right)^2 = \Delta P_{\mathrm{ном}} \left(\frac{I}{I_{\mathrm{ном}}}\right)^2.$$

Сдвоенный реактор представляет собой реактор с дополнительным выводом в середине обмотки. Наличие магнитной связи между частями обмотки позволяет уменьшить потерю напряжения в реакторе в нормальном режиме и сохранить при этом токоограничивающую способность реактора. Важным параметром сдвоенного реактора является коэффициент магнитной связи

$$k_{\mathrm{св}} = \frac{M}{\sqrt{L_1 L_2}} = \frac{M}{L}.$$

Под сопротивлением сдвоенного реактора обычно понимают сопротивление самоиндукции одной ветви реактора, т. е. $x_{\mathrm{р}} = x_L$. Результирующее сопротивление сдвоенного реактора существенно изменяется в зависимости от режима его работы, значения и направления токов в ветвях. Различают следующие режимы работы сдвоенного реактора: одноцепный (рис. 7.19, *а*), двухцепный или сквозной (рис. 7.19, *б*), продольный (рис. 7.19, *в*) и комбинированный (рис. 7.19, *г*). Результирующие сопротивления реактора в первых трех режимах соответственно равны:

$$x_{\mathrm{оц}} = x_L;$$

$$x_{\mathrm{дц}} = x_{\mathrm{скв}} = \frac{1}{2}(1 - k_{\mathrm{св}}) x_L, \text{ если } I_1 = I_2;$$

$$x_{\mathrm{прод}} = 2(1 + k_{\mathrm{св}})\, x_L.$$

В комбинированном режиме реактор представляется трехлучевой схемой замещения (рис. 7.19, *д*).

Значение коэффициента связи сдвоенных реакторов лимитируется допустимым уровнем напряжения на отключенном плече реактора при КЗ на другом плече (рис. 7.20). При изготовлении сдвоенных реакторов принимают $k_{\mathrm{св}} \approx 0{,}5$.

Линейные реакторы применяются как на электростанциях, так и на подстанциях. Секционные реакторы эффективны только на электростанциях, т. е. там, где к секциям непосредственно подключены генерирующие источники.

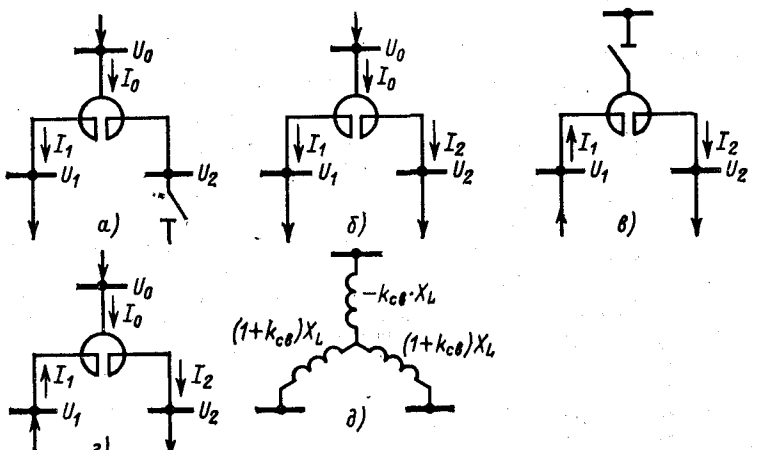


Рис. 7.19. Режимы работы и схема замещения сдвоенного реактора

Секционные реакторы ограничивают ток КЗ как на сборных шинах электростанций, так и в распределительной сети генераторного напряжения; линейные реакторы ограничивают ток КЗ только в распределительной сети. Наличие линейных реакторов позволяет сохранить достаточно высокий уровень напряжения на сборных шинах электроустановки при КЗ в распределительной сети (рис. 7.21).

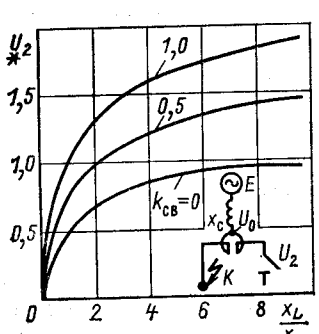
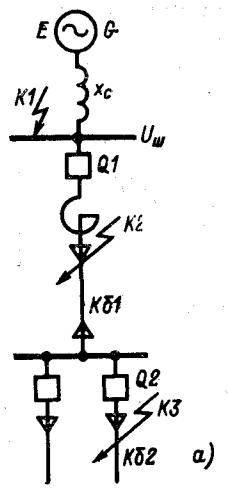


Рис. 7.20. Влияние коэффициента связи на напряжение отключенного плеча реактора

Сопротивление линейных реакторов выбирают, исходя из необходимого ограничения токов КЗ по одному из условий (наиболее жесткому — расчетному условию): термическая стойкость кабелей распределительной сети (*Кб2*); коммутационная способность выключателей распределительной сети (*Q2*); термическая стойкость кабелей питающей сети (*Кб1*); коммутационная способность выключателей питающей сети (*Q1*).



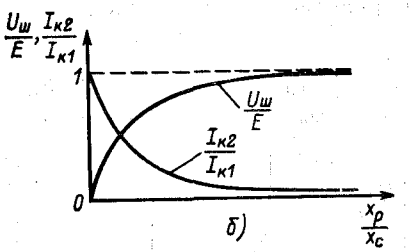


Рис. 7.21. Токоограничивающее действие линейного реактора:

а — поясняющая схема; *б* — изменение тока КЗ и напряжения на сборных шинах с изменением сопротивления реактора

В большинстве случаев при развитой распределительной сети лимитирующим фактором является термическая стойкость кабелей этой сети. При этом требуемая реактивность линейного реактора определяется по выражению

$$x_{р,треб} = \sqrt{Z^2_{треб} - R^2_{Кб1}} - x_c - x_{Кб1},$$

где

$$x_c = \frac{I_б}{I_{К1}}; \quad Z_{треб} = \frac{I_б}{I_{к,доп}}.$$

7.14. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Токоограничивающие устройства (ТОУ) — это электротехнические устройства, предназначенные для ограничения токов КЗ в электрических сетях различного напряжения. Они состоят из той или иной комбинации линейных, нелинейных и пороговых элементов. Отдельные устройства имеют специальные системы управления. Предложено боль-

шое число видов токоограничивающих устройств, отличающихся составом элементов, принципом действия, характеристиками, быстродействием, конструктивным исполнением. Токоограничивающие устройства, способные ограничить как установившийся, так и ударный ток КЗ, получили название безынерционных токоограничивающих устройств (БТУ).

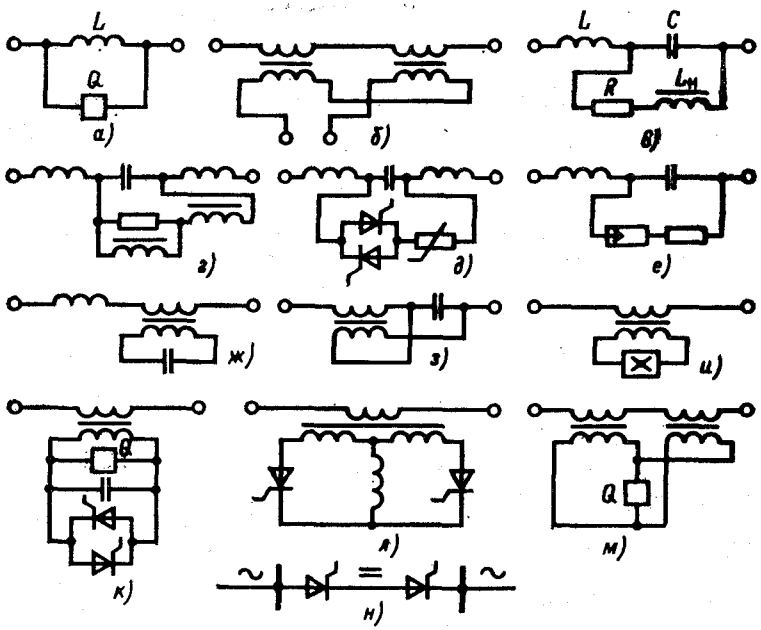


Рис. 7.22. Схемы токоограничивающих устройств:

а — реактор, нормально зашунтированный пороговым элементом; *б* — управляемый реактор с подмагничиванием постоянным током; *в—е* — резонансные токоограничивающие устройства с различными способами расстройки резонанса напряжения при КЗ; *ж—м* — токоограничивающие устройства трансформаторного типа с регулированием параметров со стороны вторичной обмотки; *н* — вставка постоянного тока

В общем случае параметры БТУ как управляемого элемента энергосистем должны удовлетворять условиям:

1) $Z_{БТУ} \to 0$, $\Delta U_{БТУ} \to 0$ при $I < I_{гр}$;
2) $x_{БТУ} \approx -\Delta x_{нг}$, $R_{БТУ} \approx -\Delta R_{нг}$ при $I > I_{гр}$;
3) $I_{гр} > I_{пг,доп}$;

4) минимум нелинейных искажений параметров режима в основной цепи в нормальном режиме;
5) стабильность характеристик при изменении схемы сети.

Здесь приняты следующие обозначения:

I — ток в цепи с БТУ; $I_{гр}$ — граничный ток, при котором БТУ должно «срабатывать»; $\Delta x_{нг}$ и $\Delta R_{нг}$ — изменение реактивного и активного сопротивлений нагрузки за БТУ при КЗ; $I_{пг,доп}$ — допустимый расчетный ток перегрузки цепи с БТУ.

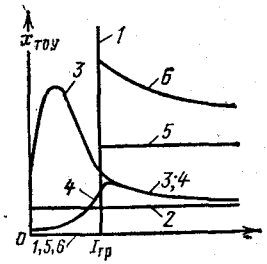


Рис. 7.23. Характеристики токоограничивающих устройств:

1 — пороговый элемент; *2* — линейный реактор; *3* — нелинейный неуправляемый реактор; *4* — нелинейный управляемый реактор; *5* — линейный реактор, нормально зашунтированный пороговым элементом; *6* — резонансное токоограничивающее устройство

Первое условие технически выполнимо и практически выполняется относительно просто; второе же условие выполнить трудно, а в ряде случаев — практически невозможно, а экономически нецелесообразно.

Характерные схемы токоограничивающих устройств приведены на рис. 7.22, а их возможные характеристики — на рис. 7.23.

Принятие того или иного вида токоограничивающего устройства для конкретной электроустановки определяется на основании технико-экономических расчетов с учетом как стоимости самого ТОУ, так и того эффекта, который дает его установка в электрической сети.

7.15. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

На электростанциях и подстанциях используются следующие электрические аппараты напряжением до 1 кВ: автоматические выключатели, магнитные пускатели, контакторы, предохранители, рубильники, реакторы. Их функ-

ции аналогичны функциям соответствующих электрических аппаратов напряжением 1 кВ: выключателей, выключателей нагрузки, предохранителей, разъединителей и реакторов.

Конструкция и технические характеристики этих аппаратов отличаются от конструкций и характеристик соответствующих аппаратов на напряжения выше 1 кВ. Это обстоятельство следует учитывать при их выборе, установке и эксплуатации. Ввиду недостаточной надежности работы предохранителей они не устанавливаются в цепях ответственных электроприемников, особенно на электростанциях. Защита таких электроприемников от токов КЗ и недопустимой перегрузки осуществляется автоматическими выключателями. Необходимые характеристики указываются в ГОСТ, каталогах и заводских информациях.

7.16. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Измерительные трансформаторы тока (ГОСТ 7746—78Е) представляют собой аппараты для преобразования токов первичных цепей в стандартные токи 5 или 1 А для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики. По согласованию с потребителями допускается изготовление трансформаторов тока на вторичные токи 2 или 2,5 А.

Нормально трансформаторы тока работают в режиме, близком к режиму короткого замыкания вторичной обмотки. Размыкание вторичной обмотки при наличии тока в первичной цепи (т. е. возникновение режима холостого хода) недопустимо, так как при этом из-за возникающих перенапряжений может быть повреждена изоляция трансформатора с вытекающими отсюда последствиями.

Различают номинальный коэффициент трансформации трансформатора тока

$$K_{I\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}$$

и коэффициент отношения чисел витков

$$n = \frac{w_2}{w_1}.$$

Ток, измеряемый трансформатором тока, определяют по выражению

$$I_1 \approx K_{I\text{ном}} I_2.$$

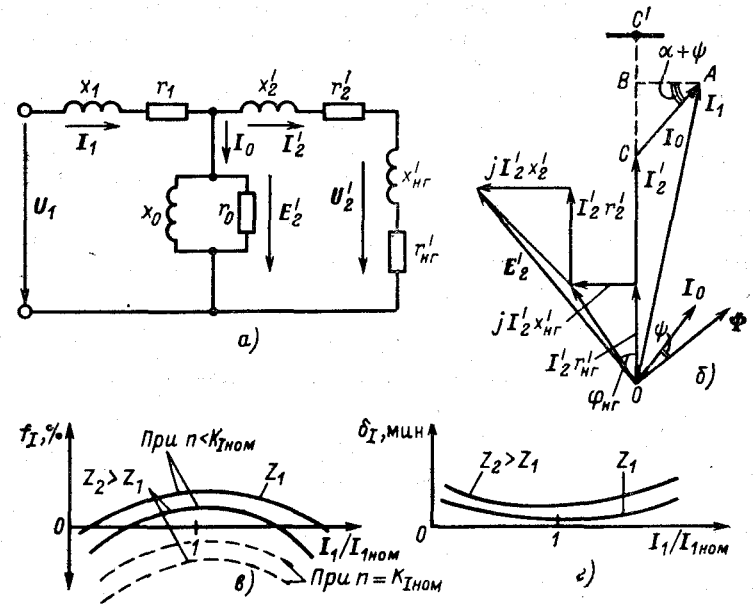


Рис. 7.24. Схема замещения, векторная диаграмма и характеристики трансформатора тока:

а — схема замещения; *б* — векторная диаграмма; *в* — токовая погрешность; *г* — угловая погрешность

Схема замещения, векторная диаграмма и характеристики трансформатора тока даны на рис. 7.24. Из векторной диаграммы следует, что трансформатор тока обладает погрешностями по току и по углу. Токовая погрешность равна:

$$f_I = \frac{I_2 K_{I\text{ном}} - I_1}{I_1} \approx \frac{I_2 n - I_1}{I_1} \approx \frac{CB}{OA}.$$

Для уменьшения токовой погрешности подгоняют число витков вторичной обмотки (несколько уменьшая их). При этом $n < K_{I\text{ном}}$ и $f \approx C'B/OA$.

Угловая погрешность трансформатора тока равна

$$\delta_I \approx \frac{AB}{OA} = \frac{I_0}{I_1}\cos(\alpha + \psi);$$

принимается, что угловая погрешность положительна, если вектор $\dot{I}_2'$ опережает вектор $\dot{I}_1$ против хода часовой стрелки. Как видно, погрешность зависит от отношения I_0/I_1, а также от коэффициента мощности нагрузки вторичной обмотки. Подгонка числа витков не влияет на угловую погрешность.

Значение погрешностей определяет класс точности работы трансформаторов тока (табл. 7.9). Для измерений ис-

Таблица 7.9

Класс точности	$I_1/I_{1ном}$, %	Пределы допустимых погрешностей		Пределы вторичной нагрузки, % $Z_{2\,ном}$
		f_I, %	δ_I, мин	
0,2	5 20 100—120	±0,75 ±0,35 ±0,2	±30 ±15 ±10	25—100
0,5	5 20 100—120	±1,5 ±0,75 ±0,5	±90 ±45 ±30	25—100
1	5 20 100—120	±3 ±1,5 ±1	±180 ±90 ±60	25—100
3	50—120	±3	Не нормируется	50—100
5	50—120	±5	То же	50—100
10	50—120	±10	То же	50—100
5P	100	±1	±60	ε, %, при токе номинальной предельной кратности
10P	100	±3	—	5 10

пользуют трансформаторы тока классов 0,2; 0,5; 1; 3; 5; 10, а для релейной защиты классов 5P и 10P.

В зависимости от нагрузки вторичной обмотки один и тот же трансформатор тока может работать в различных классах точности. С увеличением нагрузки сверх номинальной в данном классе точности трансформатор переходит работать в худший класс точности. Сопротивление вторичной нагрузки зависит как от параметров подключенных элементов (реле, измерительных приборов), так и от схемы соединения трансформаторов тока с этими элементами.

В электроустановках используют одновитковые (стержневые, шинные, встроенные), многовитковые (катушечные, петлевые, восьмерочные) и каскадные трансформаторы тока. Выбор того или иного типа трансформатора тока зависит от напряжения электрической сети, значения длительного максимального тока цепи, значения и характера нагрузки вторичных цепей, а также от тока КЗ и длительности протекания его в цепи.

Трансформаторы тока для цепей измерения проверяют на точность работы в необходимом для измерительных приборов классе точности, исходя из нагрузки от приборов. Для лабораторных измерений используют трансформаторы тока класса 0,2; для подключения счетчиков — 0,5; для подключения щитовых измерительных приборов — класса 1 или 3. Использование трансформаторов тока худших классов точности должно быть обосновано. Трансформаторы тока для устройств релейной защиты и автоматики проверяют на точность работы по кривым предельной кратности, представляющим собой зависимости предельной кратности первичного тока от нагрузки вторичной обмотки $K_{10} = I_1/I_{1ном} = f(Z_2)$, при условии, что полная погрешность по току $\varepsilon = 10$ %.

7.17. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Измерительные трансформаторы напряжения (ГОСТ 1983—77Е) представляют собой электрические аппараты для преобразования напряжения первичных цепей в стандартные для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики напряжения (100 или $100/\sqrt{3}$ В). Нормально трансформаторы напряжения работают в ре-

жиме, близком к режиму холостого хода вторичной обмотки. Режим короткого замыкания для них недопустим.

Различают номинальный коэффициент трансформации трансформатора напряжения

$$K_{U\text{ном}} = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}}$$

и коэффициент отношения чисел витков

$$n = w_1/w_2.$$

Напряжение, измеряемое трансформатором напряжения, определяют по выражению

$$U_1 \approx K_{U\text{ном}} U_2.$$

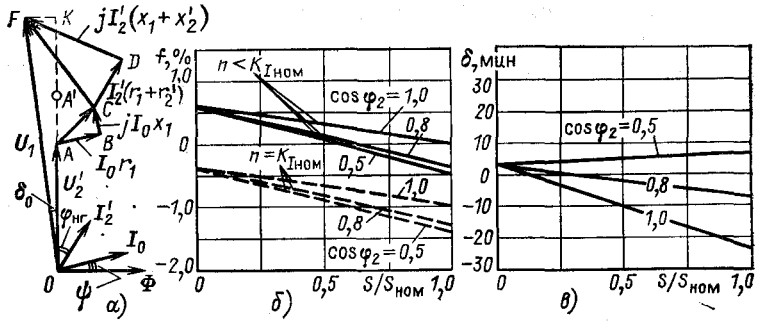


Рис. 7.25. Векторная диаграмма и характеристики трансформатора напряжения:

а — векторная диаграмма; *б* — погрешность по напряжению; *в* — угловая погрешность

Схема замещения трансформатора напряжения аналогична схеме замещения трансформатора тока (см. рис. 7.24). Векторная диаграмма трансформатора напряжения и его погрешности приведены на рис. 7.25. Из векторной диаграммы следует, что трансформатор напряжения обладает погрешностями по напряжению и по углу. Погрешность по напряжению равна:

$$f_U = \frac{U_2 K_{U\text{ном}} - U_1}{U_1} \approx \frac{U_2 n - U_1}{U_1} \approx \frac{AK}{OF}.$$

Для уменьшения погрешности по напряжению подгоняют числа витков (несколько уменьшая число витков первичной обмотки). При этом

$$n < K_{U\text{ном}} \text{ и } f_U \approx \frac{A'K}{OF}.$$

Угловая погрешность трансформатора напряжения равна:

$$\delta_U \approx FK/OF.$$

Подгонка числа витков не влияет на эту погрешность.

Обе погрешности трансформатора напряжения зависят от коэффициента мощности нагрузки, значения намагничивающего тока трансформатора и от отношения напряжения первичной обмотки к номинальному напряжению трансформатора.

Значение погрешностей определяет класс точности трансформаторов напряжения (табл. 7.10).

Таблица 7.10

Класс точности	Пределы допустимых погрешностей	
	f_U, %	δ_U, мин
0,2	±0,2	±10
0,5	±0,5	±20
1	±1	±40
3	±3	Не нормируется

Трансформатор напряжения в зависимости от значения вторичной нагрузки может работать в различных классах точности. При увеличении нагрузки сверх номинальной в данном классе точности трансформатор переходит работать в худший класс точности.

В электроустановках используют однофазные, трехфазные (пятистержневые) и каскадные трансформаторы напряжения. Выбор того или иного типа трансформатора напряжения зависит от напряжения электрической сети, значения и характера нагрузки вторичных цепей и назначения трансформатора напряжения (для измерения, для контроля однофазных замыканий на землю, для питания устройств релейной защиты и автоматики).

Ввиду относительно высокой стоимости трансформаторов напряжения для сетей 110—750 кВ они в ряде случаев, а именно там, где это возможно по условиям работы систем измерения, защиты и автоматики электроустановок, заменяются емкостными делителями напряжения (НДЕ). Емкостные делители напряжения представляют собой устройства, состоящие из двух групп конденсаторов, включенных последовательно в цепь между фазным проводом и землей, а также разделительного трансформатора напряжения, подключаемого через нелинейный реактор к конденсатору, связанному с землей. Реактор позволяет настроить цепь на режим, при котором от делителя напряжения отбирается увеличенная мощность. Измерительные приборы, устройства релейной защиты и автоматики подключаются ко вторичной обмотке трансформатора напряжения.

Промышленность поставляет емкостные делители напряжения для сетей 110—750 кВ с номинальной мощностью вторичных цепей 150—250 В·А. Следует подчеркнуть, что НДЕ имеют существенно меньшую стоимость, чем трансформаторы того же класса напряжения, но их погрешность значительно выше ($f_U \approx \pm 3 \div 5\,\%$, $\delta_U \approx \pm 5\,\%$). Кроме того, приходится считаться со спецификой переходных процессов в цепях НДЕ при коротких замыканиях в сетях, к которым они подключены.

7.18. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ПРОВОДНИКОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

А. Электродинамические силы. При коротких замыканиях проводники и аппараты подвергаются воздействию значительных электродинамических сил, по отношению к которым они должны быть динамически стойкими.

Пусть имеются два контура, образованных нитевидными проводниками с токами i_1 и i_2 (рис. 7.26). Из курса физики известно, что сила взаимодействия между двумя элементарными участками этих контуров dl_1 и dl_2 равна:

$$\vec{dF} = [\vec{i}_2 \times \vec{B}_1] = [\vec{i}_1 \times \vec{B}_2] = i_2[\vec{dl}_2 \times \vec{B}_1] = i_1[\vec{dl}_1 \times \vec{B}_2], \quad (7.38)$$

где B_1 — магнитная индукция в месте расположения элементарного участка dl_2, создаваемая током i_1; B_2 — магнитная индукция в месте расположения элементарного участка dl_1, создаваемая током i_2.

Сила всегда направлена так, чтобы под ее действием возрастали потокосцепление системы взаимодействующих проводников с током и энергия магнитного поля, а следовательно, возрастали и факторы, препятствующие увеличению токов во взаимодействующих проводниках, что соответствует известному принципу Ленца.

Рассмотрим частные случаи взаимодействия проводников с токами.

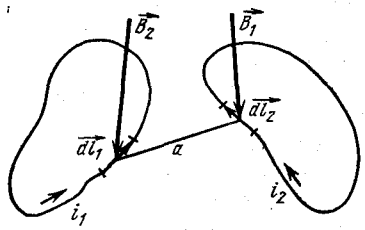


Рис. 7.26. Взаимодействие двух контуров с токами

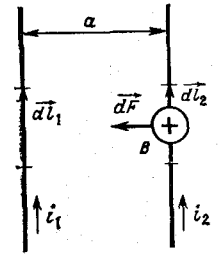


Рис. 7.27. Взаимодействие двух параллельных проводников

Взаимодействие двух параллельных бесконечно длинных нитевидных (с бесконечно малым сечением) проводников. В этом случае (рис. 7.27) сила взаимодействия между двумя равными элементарными участками dl_1 и dl_2 будет:

$$\vec{dF} = i_2[\vec{dl}_2 \times \vec{B}_1] = i_2 dl_2 B_1 \sin|\widehat{\vec{dl}_2 \vec{B}_1}| = i_2 dl_2 B_1,$$

так как согласно рис. 7.27

$$\sin|\widehat{\vec{dl}_2 \vec{B}_1}| = 1.$$

При бесконечно длинном нитевидном проводнике магнитная индукция на расстоянии a от проводника равна:

$$B_1 = \frac{\mu_0 i_1}{2\pi a},$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м — магнитная постоянная в системе СИ,

поэтому сила, действующая на участок dl_2, Н, равна:

$$dF = i_2 dl_2 \frac{4\pi \cdot 10^{-7} i_1}{2\pi a} = 2 \cdot 10^{-7} \frac{i_1 i_2}{a} dl_2.$$

Сила направлена по кратчайшему расстоянию между элементарными участками. На длине l сила взаимодействия двух идеализированных проводников, Н, составляет:

$$F = 2 \cdot 10^{-7} \frac{i_1 i_2}{a} l = A i_1 i_2, \qquad (7.39)$$

где

$$A = \frac{2 \cdot 10^{-7} l}{a}. \qquad (7.40)$$

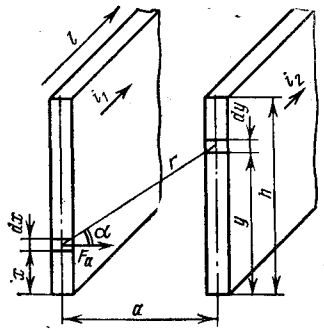


Рис. 7.28. Взаимодействие двух параллельных бесконечно длинных тонких полос

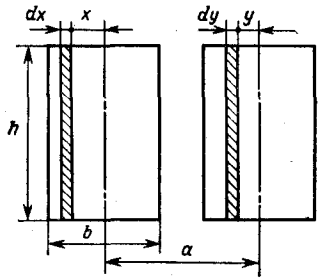


Рис. 7.29. Схема к определению электродинамических сил между шинами прямоугольного сечения

Взаимодействие двух параллельных бесконечно длинных тонких полос. Рассмотрим взаимодействие между элементами dx и dy полос, имеющих высоту поперечного сечения h (рис. 7.28). Токи этих элементов соответственно равны:

$$i_1 dx/h \text{ и } i_2 dy/h.$$

При этом

$$d^2 F = 2 \cdot 10^{-7} l \frac{i_1 i_2 dx\, dy}{rh^2}$$

и

$$d^2 F_a = 2 \cdot 10^{-7} l \frac{i_1 i_2 dx\, dy}{rh^2} \cos\alpha,$$

где F_a — нормальная составляющая силы; r — расстояние между участками dx и dy.

Поскольку

$$\cos\alpha = a/r$$

и

$$r^2 = a^2 + (y - x)^2,$$

то

$$d^2 F_a = 2 \cdot 10^{-7} la\, i_1 i_2 \frac{dx\, dy}{h^2 [a^2 + (y - x)^2]},$$

откуда

$$F_a = \frac{2 \cdot 10^{-7} la\, i_1 i_2}{h^2} \int_0^h \int_0^h \frac{dx\, dy}{a^2 + (y - x)^2} =$$

$$= \frac{2 \cdot 10^{-7} l}{a} K_{\Phi 1} i_1 i_2 = A K_{\Phi 1} i_1 i_2, \qquad (7.41)$$

где $K_{\Phi 1} = f(a/h)$ — коэффициент формы.

Коэффициент формы показывает, во сколько раз сила взаимодействия проводников конечного сечения с токами i_1 и i_2 больше или меньше силы взаимодействия расположенных на том же расстоянии бесконечно тонких проводников с теми же токами. В случае бесконечно тонких полос $K_{\Phi 1} < 1$.

Взаимодействие шин прямоугольного сечения. В этом случае (рис. 7.29) имеем:

$$d^2 F_a = A K_{\Phi 1} \frac{i_1 i_2 dx\, dy}{b^2 (a + x - y)},$$

где b — толщина шины, поэтому

$$F_a = A K_{\Phi 1} i_1 i_2 \int_{-b/2}^{b/2} \int_{-b/2}^{b/2} \frac{dx\, dy}{b^2 (a + x - y)} =$$

$$= A K_{\Phi 2} i_1 i_2 = A K_{\Phi} i_1 i_2, \qquad (7.42)$$

где $K_{\Phi 2} = K_{\Phi} = f\left(\frac{a - b}{h + b}\right)$ — коэффициент формы, который определяется по кривым, приведенным на рис. 7.30.

На практике имеют обычно дело с шинами конечного сечения, поэтому используют и обозначают один коэффициент формы $K_ф = K_{ф2}$.

Силу взаимодействия между проводниками с токами можно найти и другим путем, а именно как производную от энергии соответствующего магнитного поля по рассматриваемой координате. Пусть для контура сложной формы с током известна энергия магнитного поля, зависящая от координат x, y, z: $W(x, y, z)$.

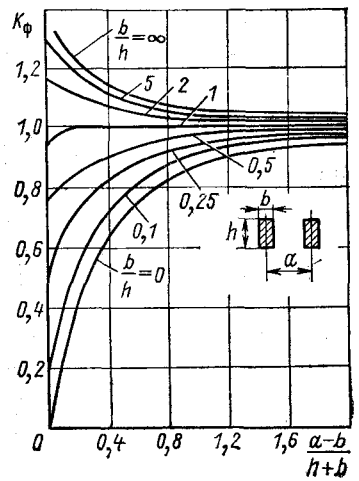


Рис. 7.30. Кривые для определения коэффициента формы шин прямоугольного сечения

Тогда сила, действующая по координате x, будет равна:

$$F_x = \frac{\partial W(x, y, z)}{\partial x}.$$

Аналогично

$$F_y = \frac{\partial W(x, y, z)}{\partial y}$$

и

$$F_z = \frac{\partial W(x, y, z)}{\partial z}.$$

В частном случае в одиночном контуре с индуктивностью L сила, действующая по координате x, равна:

$$F_x = \frac{1}{2} i^2 \frac{dL}{dx}.$$

Сила взаимодействия по координате x между двумя контурами с токами i_1 и i_2, имеющими коэффициент взаимной индукции M, равна:

$$F_x = i_1 i_2 \frac{dM}{dx}.$$

Силы в трехфазной линии при двухфазном КЗ. Рассмотрим простейший для расчета случай КЗ в системе неизменного напряжения. Ток КЗ равен:

$$i = I_m \sin(\omega t + \alpha - \varphi_к) - I_m e^{-t/T_a} \sin(\alpha - \varphi_к),$$

где I_m — амплитуда периодической составляющей тока КЗ;

α — фаза (по напряжению) включения на КЗ; $\varphi_к$ — угол сдвига по фазе напряжения и тока в короткозамкнутой цепи; T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока.

Наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ в момент $t=0$ имеет место при $\alpha=0$ и $\varphi_к=\pi/2$, т. е. когда начальная фаза периодической составляющей тока КЗ равна:

$$\psi = \alpha - \varphi_к = -\pi/2.$$

В этом случае

$$i = I_m (e^{-t/T_a} - \cos \omega t).$$

При двухфазном КЗ (рис. 7.31, *а*) $i_A = -i_B$ и сила взаимодействия проводников будет равна:

$$F_a = A i_A (-i_B) = -A i^2 = -A I_m^2 (e^{-2t/T_a} - 2e^{-t/T_a} \cos \omega t + \cos^2 \omega t) = -A I_m^2 \left(e^{-2t/T_a} - 2e^{-t/T_a} \cos \omega t + \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos 2\omega t\right) =$$

$$= -A I_m^2 (N_1 + N_2 e^{-2t/T_a} - N_3 e^{-t/T_a} \cos \omega t + N_4 \cos 2\omega t). \quad (7.43)$$

Знак минус перед правой частью выражения означает, что сила направлена в противоположном направлении, чем это показано на рис. 7.31, т. е. стремится не сблизить, а раздвинуть проводники фаз. Итак, при двухфазном КЗ выражение для силы взаимодействия содержит четыре составляющие: постоянную, апериодическую, периодическую с частотой сети (50 Гц) и периодическую с двойной частотой (100 Гц). Результирующая сила (рис. 7.31, *е*), меняясь во времени, все время остается одного знака и, следовательно, действует в одном направлении.

При $T_a = 0{,}05$ с максимум силы равен:

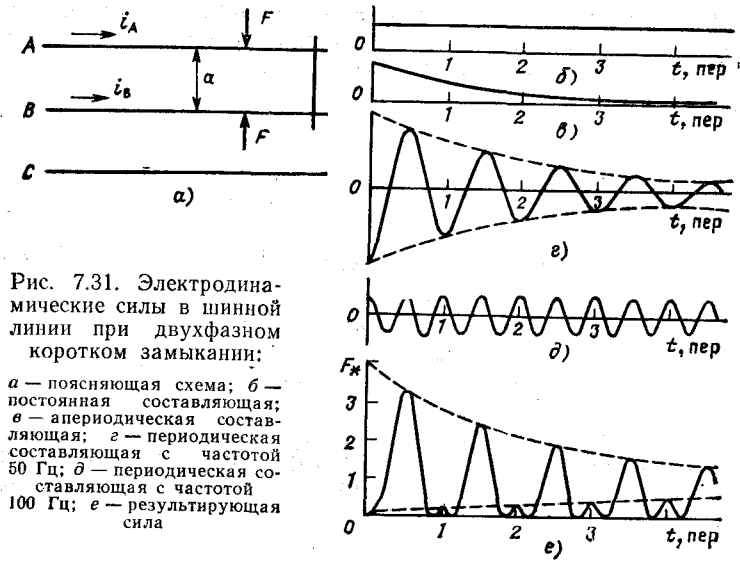
$$F^{(2)}_{amax} = 3{,}3 A I_m^2.$$

После затухания апериодической составляющей тока КЗ сила равна:

$$F^{(2)}_a = -A I_m^2 \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos 2\omega t\right)$$

и максимум силы составляет:

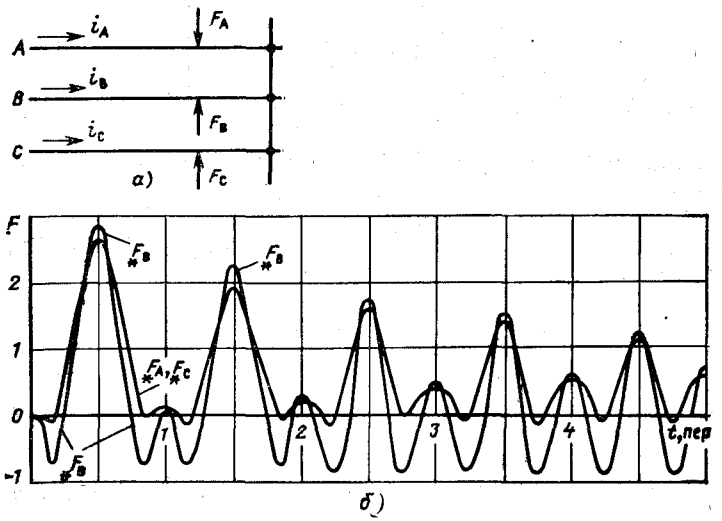
$$F^{(2)}_{amax} = A I_m^2.$$



а) б) в) г) д) е)

Рис. 7.31. Электродинамические силы в шинной линии при двухфазном коротком замыкании:

а — поясняющая схема; *б* — постоянная составляющая; *в* — апериодическая составляющая; *г* — периодическая составляющая с частотой 50 Гц; *д* — периодическая составляющая с частотой 100 Гц; *е* — результирующая сила



а) б)

Рис. 7.32. Электродинамические силы в шинной линии при трехфазном КЗ:

а — поясняющая схема; *б* — силы, действующие на проводники фаз

Силы в трехфазной шинной линии при трехфазном КЗ. Рассмотрим трехфазное КЗ в сети с источником неизменного напряжения. Токи фаз при этом равны:

$$\left.\begin{aligned} i_A &= I_m\,[\sin(\omega t+\alpha-\varphi_к)-e^{-t/T_a}\sin(\alpha-\varphi_к)];\\ i_B &= I_m\left[\sin\left(\omega t+\alpha-\varphi_к-\frac{2\pi}{3}\right)-\right.\\ &\quad\left.-e^{-t/T_a}\sin\left(\alpha-\varphi_к\,\frac{2\pi}{3}\right)\right];\\ i_C &= I_m\left[\sin\left(\omega t+\alpha-\varphi_к-\frac{4\pi}{3}\right)-\right.\\ &\quad\left.-e^{-t/T_a}\sin\left(\alpha-\varphi_к-\frac{4\pi}{3}\right)\right]. \end{aligned}\right\} \quad (7.44)$$

Силы взаимодействия между проводниками фаз с учетом положительных направлений сил, показанных на рис. 7.32, *а*, определяются уравнениями:

$$\left.\begin{aligned} F_A &= A\left(i_A\,i_B+\frac{1}{2}\,i_A\,i_C\right);\\ F_B &= A\,(i_A\,i_B-i_B\,i_C);\\ F_C &= A\left(\frac{1}{2}\,i_A\,i_C+i_B\,i_C\right). \end{aligned}\right\} \quad (7.45)$$

Подставив (7.44) в (7.45) и приняв, что $\alpha-\varphi_к=\psi$, получим:

$$F_A = F_C = -AI_m^2\left\{\frac{3}{8}+\left[\frac{3}{3}-\frac{\sqrt{3}}{4}\cos\left(2\psi+\frac{\pi}{6}\right)\right]e^{-2t/T_a}-\right.$$
$$-\left[\frac{3}{4}\cos\omega t-\frac{\sqrt{3}}{2}\,e^{-t/T_a}\cos\left(\omega t+2\psi+\frac{\pi}{6}\right)\right]-$$
$$\left.-\frac{\sqrt{3}}{4}\cos\left(2\omega t+2\psi+\frac{\pi}{6}\right)\right\}; \quad (7.46)$$

$$F_B = AI_m^2\left[\frac{\sqrt{3}}{2}\,e^{-2t/T_a}\sin\left(2\psi-\frac{4}{3}\pi\right)-\sqrt{3}\,e^{-t/T_a}\sin\left(\omega t+\right.\right.$$
$$\left.\left.+2\psi-\frac{4}{3}\pi\right)+\frac{\sqrt{3}}{2}\sin\left(2\omega t+2\psi-\frac{4}{3}\pi\right)\right]. \quad (7.47)$$

Силы F_A, F_B, F_C имеют наибольшие значения при одних и тех же условиях, когда $\psi=75$, 165, 255 или 345°. Изменение этих сил во времени при $\psi=30°$ показано на рис. 7.32, *б*.

Наибольшие значения сил равны:

$$F_{Amax}=F_{Cmax}=-AI_m^2\left(\frac{3}{8}+\frac{3+2\sqrt{3}}{8}e^{-2t/T_a}-\right.$$

$$\left.-\frac{3+2\sqrt{3}}{4}e^{-t/T_a}\cos\omega t+\frac{\sqrt{3}}{4}\cos 2\omega t\right); \qquad (7.48)$$

$$F_{Bmax}=AI_m^2\left(\frac{\sqrt{3}}{2}e^{-2t/T_a}-\sqrt{3}e^{-t/T_a}\cos\omega t+\frac{\sqrt{3}}{2}\cos 2\omega t\right). \qquad (7.49)$$

При $T_a=0{,}05$ с $F_{Amax}=F_{Cmax}=2{,}67\ AI_m^2$ и $F_{Bmax}=2{,}86\ AI_m^2$.

Как видно, сила, действующая на проводник средней фазы, больше силы, действующей на проводники крайних фаз.

Сила взаимодействия между проводниками при двухфазном КЗ меньше сил, действующих на проводники при трехфазном КЗ. Действительно, так как при удаленных КЗ

$$\frac{I_к^{(2)}}{I_к^{(3)}}=\frac{\sqrt{3}}{2},$$

то

$$F_{max}^{(2)}=3{,}3A\left(I_m^{(2)}\right)^2=3{,}3A\left(I_m^{(3)}\right)^2 0{,}75=2{,}47A\left(I_m^{(3)}\right)^2$$

и, следовательно,

$$F_{max}^{(2)}<F_{Amax}^{(3)}<F_{Bmax}^{(3)}.$$

Поэтому трехфазное КЗ является расчетным видом КЗ при проверке проводников и аппаратов на электродинамическую стойкость.

Б. Проверка шинных линий на электродинамическую стойкость. Шинные линии, состоящие из жестких шин, укрепленных на изоляторах, представляют собой сложную динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. Система состоит из

двух основных элементов (шины и изоляторы), тем или иным способом соединенных между собой.

Изоляторы крепятся на заземленных несущих конструкциях, а конечные элементы сборных шин и ответвления от них жестко соединяются со смежными элементами распредустройств (разъединители, разрядники и т. п.). Сборные шины, как правило, жестко крепятся только к одному изолятору в пролете. На остальных изоляторах шины закрепляются с помощью накладок, обеспечивающих возможность продольного перемещения шин. Это необходимо для снятия возможных температурных напряжений в шинах и изоляторах.

При определении электродинамических нагрузок на шинные линии важно правильно определить расчетную схему механической системы для каждого конкретного случая. Обычно рассматривают три идеализированные схемы:

1) шинная линия представляется статической системой, в которой не учитываются колебания шин и изоляторов; нагрузка равномерно распределена по длине пролетов между изоляторами; шины свободно лежат на опорах;

2) шинная линия представляется динамической системой, в которой учитываются колебания шин, изоляторы являются жесткими и закреплены на жестких несущих конструкциях, нагрузка равномерно распределена по длине пролетов; шины свободно лежат на опорах;

3) шинная линия представляется динамической системой, в которой учитываются колебания шин и податливость опор (под которыми понимается совокупность изоляторов и несущих конструкций); нагрузка равномерно распределена по длине пролетов, шины свободно лежат на опорах.

В случае первой расчетной схемы сила, действующая на расчетный проводник средней фазы B (на единицу длины), Н/м, при трехфазном КЗ равна:

$$f_{B,\text{расч}}=f_{\text{расч}}=\frac{\sqrt{3}}{2}\frac{2\cdot10^{-7}}{a}i_{\text{уд}}^2=0{,}87\frac{2\cdot10^{-7}}{a}i_{\text{уд}}^2, \qquad (7.50)$$

где $i_{\text{уд}}$ — ударный ток КЗ, А; a — расстояние между фазами, расположенными в одной плоскости, м.

Изгибающий момент, действующий на шины, Н·м,

$$M_{\text{изг}}=\frac{f_{\text{расч}}\,l^2}{K_{\text{оп}}}, \qquad (7.51)$$

где $K_{оп}$ — коэффициент, значение которого определяется способом закрепления шин на опорных изоляторах; при шинах, свободно лежащих на опорах, максимум изгибающего момента находится в середине пролета и $K_{оп}=8$; когда шины жестко закреплены на опорах, максимум изгибающего момента находится у опор и $K_{оп}=12$.

Многолетняя практика проектирования и эксплуатации РУ показывает, что для реальных конструкций шинных линий можно принять $K_{оп}=10$. При этом

$$M_{изг} = \frac{f_{расч} l^2}{10} = \frac{F_{расч} l}{10}. \quad (7.52)$$

Напряжение в материале шин, Па,

$$\sigma_{расч} = \frac{M_{изг}}{W}, \quad (7.53)$$

где W — момент сопротивления шины, м³.

Моменты сопротивления шин различного профиля и взаимного расположения даны в табл. 7.11.

Шины обладают динамической стойкостью, если

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп} = 0{,}7\sigma_{разр}, \quad (7.54)$$

где $\sigma_{доп}$ — допустимое напряжение в материале шин; $\sigma_{разр}$ — временно́е сопротивление разрыву материала шин.

В случае многополосных шин в первом приближении принимается:

$$\sigma_{расч} \approx \sigma_{ф} + \sigma_{п}, \quad (7.55)$$

где $\sigma_{ф}$ — напряжение в материале шин из-за взаимодействия токов разных фаз, определяемое по (7.53); $\sigma_{п}$ — напряжение в материале шин из-за взаимодействия токов в пакете шин:

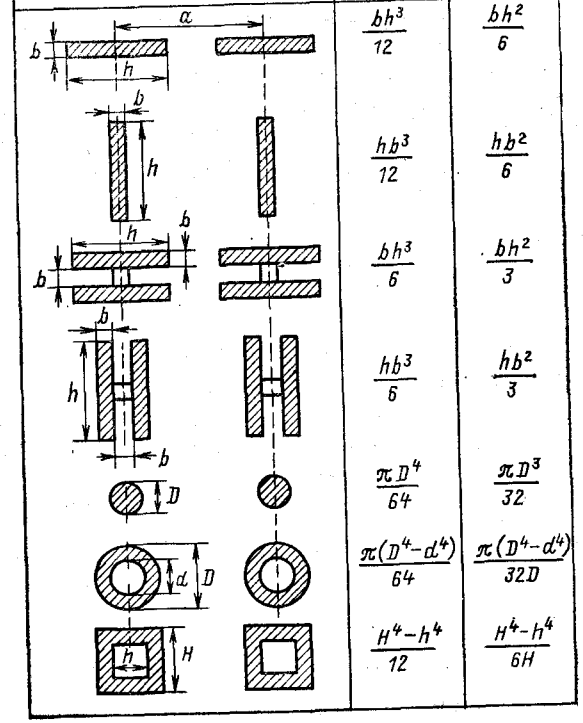
$$\sigma_{п} = \frac{M_{изг,п}}{12W_{п}}. \quad (7.56)$$

Для двухполосных шин, например,

$$\sigma_{п} = \frac{M_{изг,п}}{12W_{п}} = \frac{F_{п} l_{п}}{12W_{п}} = \frac{2\cdot 10^{-7}(0{,}5 i_{уд})^2 l_{п}}{2b\cdot 12W_{п}} = \frac{2\cdot 10^{-7} i_{уд}^2 l_{п}}{96bW_{п}}, \quad (7.57)$$

где $l_{п}$ — расстояние между прокладками в пакете шин (причем $l_{п}<l$).

Таблица 7.11

Профиль и расположение шин	J, м⁴	W, м³
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$\frac{\pi D^4}{64}$	$\frac{\pi D^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4-d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4-d^4)}{32D}$
	$\frac{H^4-h^4}{12}$	$\frac{H^4-h^4}{6H}$

При двухфазном КЗ сила, Н/м, вычисляется по выражению:

$$f^{(2)}_{расч} = \frac{2\cdot 10^{-7}\left(i^{(2)}_{уд}\right)^2}{a}. \quad (7.58)$$

Далее расчет шинной линии производится так же, как описано выше.

Сила, действующая на изоляторы, Н, при расположении шин в одной горизонтальной плоскости

$$F_{из,расч} = f_{расч} l \frac{H_{д,м,ш}}{H_{из}}, \quad (7.59)$$

где l — длина пролета между опорными изоляторами, м; $H_{ц,м,ш}$ — расстояние от основания изолятора до центра масс шины, м; $H_{из}$ — высота изолятора, м.

Условие электродинамической стойкости изоляторов таково:

$$F_{из,расч} \leqslant F_{из,доп}; \qquad (7.60)$$

для одиночных изоляторов

$$F_{из,доп} = 0{,}6F_{из,разр};$$

для спаренных изоляторов

$$F_{из,доп} = F_{из,разр},$$

где $F_{из,разр}$ — наименьшее разрушающее усилие для одиночного изолятора.

В случае применения второй расчетной схемы учитывают колебания шин под действием электродинамических сил, которые в трехфазных шинных линиях имеют составляющие, изменяющиеся с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты динамической колебательной системы лежат в зоне 50 и 100 Гц, то возможно появление резонанса колебательной системы и существенное изменение механической нагрузки на шины и изоляторы по сравнению со статической системой (первая расчетная схема). Изменение нагрузки при разных собственных частотах f_0 колебательной системы учитывается коэффициентом динамической нагрузки $K_д$. При этом расчетная сила при трехфазном КЗ равна:

$$f_{расч} = 0{,}87\frac{2\cdot10^{-7}}{a} i^2_{уд} K_д. \qquad (7.61)$$

Зависимость $K_д$ от собственной частоты приведена на рис. 7.33.

В колебательной системе могут возникнуть колебания разных частот. В общем случае собственные частоты, Гц, определяются по выражению

$$f_{оп} = \frac{r_n^2}{2\pi l^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}}, \qquad (7.62)$$

где $n=1, 3, 5...$; r_n — коэффициент частоты n ($r_1=4{,}73$; $r_3=10{,}99$); E — модуль упругости материала шин, Па; J — момент инерции шины, м^4; m — масса шины, кг/м.

В расчетах обычно учитывают колебания только первой собственной частоты, полагая систему одночастотной. При этом

$$f_{0,1} = f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}} = \frac{4{,}73}{2\pi l^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}}. \qquad (7.63)$$

Зная относительную собственную частоту колебательной системы по отношению к частоте сети f_0/f_c, по кривым рис. 7.33 находят коэффициент динамической нагрузки $K_д$. Далее расчет шин и изоляторов производят обычным порядком по (7.51)—(7.57).

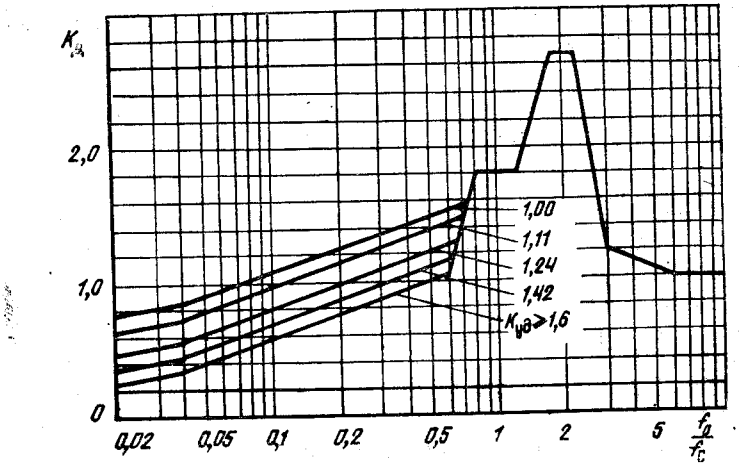


Рис. 7.33. Зависимость коэффициента динамической нагрузки от относительной собственной частоты колебательной системы

В случае применения третьей расчетной схемы учитывают как колебания шин, так и упругую податливость опор. Здесь сначала определяют (обычно экспериментальным путем) жесткость опоры, Н/м:

$$C_{оп} = \frac{F}{y}, \qquad (7.64)$$

где F — статическая сила, приложенная к вершине опоры (изолятора); y — прогиб опоры (изолятора).

Далее находят эквивалентную сосредоточенную массу опоры (изолятора), кг:

$$M_{эк} = \frac{C_{оп}}{(2\pi f_{оп})^2}, \qquad (7.65)$$

где $f_{оп}$ — частота свободных колебаний опоры, определяемая экспериментально.

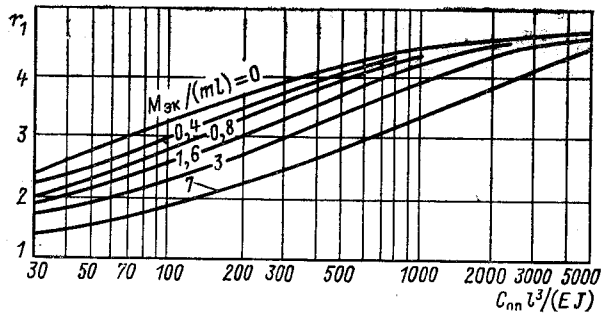


Рис. 7.34. Зависимость коэффициента r_1 от параметров шин и опор

В первом приближении

$$M_{эк} \approx M_{оп}\left(\frac{H_{ц.м.оп}}{H_{ц.м.ш}}\right)^2, \qquad (7.66)$$

где $M_{оп}$ — масса опоры (изолятора), кг; $H_{ц.м.оп}$ — расстояние от основания изолятора до центра масс опоры, м; $H_{ц.м.ш}$ — расстояние от основания изолятора до центра масс шины, м.

Затем находят парметры $\frac{C_{оп} l^3}{EJ}$ и $\frac{M_{эк}}{ml}$ и по кривым рис. 7.34 определяют коэффициент r_1.

Далее расчет аналогичен расчету по второй расчетной схеме.

Резонансные явления практически не проявляются, если частоты собственных колебаний систем шины — изоляторы лежат ниже 30 и выше 150 Гц. На практике у существующих типов конструкций шинных линий эти условия в большинстве случаев выполняются автоматически, поэтому ПУЭ не требуют проверки шин на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний. Лишь в частных

случаях, например при предельных расчетных механических напряжениях, следует проверять шинные линии на возможность механического резонанса и принимать меры (путем изменения длины пролета или жесткости элементов колебательной системы) к изменению собственных частот системы, уводя ее тем самым из опасных резонансных зон.

7.19. ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ПРОВОДНИКОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

При коротких замыканиях температура проводников и электрических аппаратов резко возрастает и может существенно превысить значения наибольших допустимых температур. Предельные значения допустимых температур нагрева при КЗ устанавливаются с учетом снижения механических свойств проводниковых материалов, изолирующих свойств изоляционных материалов, а также надежности работы контактных систем при повышении их температуры. Значительное повышение температуры приводит к снижению временно́го сопротивления разрыву проводниковых материалов (рис. 7.35) и пробивного напряжения фарфора (рис. 7.36). При $\vartheta > 70$—$75\,^{\circ}C$ интенсивно окисляются контакты аппаратов и контактные (особенно болтовые) соединения проводников. Длительное повышение температуры резко сокращает срок службы изоляции.

Значения допустимых температур нагрева при КЗ $\vartheta_{к.доп}$, установленные ПУЭ, приведены в табл. 7.12.

Поскольку энергосистемы оснащены достаточно совершенными устройствами релейной защиты и относительно быстродействующими выключателями, длительность прохождения токов КЗ, как правило, незначительна (обычно не более 0,1—4 с). Поэтому процесс нагрева проводников при прохождении по ним токов КЗ можно в первом приближении считать адиабатическим и уравнение теплового баланса записать так:

$$i_к^2 R_\vartheta dt = c_\vartheta G d\vartheta. \qquad (7.67)$$

В этом уравнении необходимо учесть зависимости активного сопротивления и теплоемкости проводника от температуры. Активное сопротивление проводника равно:

$$R_\vartheta = \frac{\rho_\vartheta l}{s}.$$

В общем случае для произвольного материала

$$\rho_\vartheta = \rho_0 (1 \pm \alpha\vartheta \pm \beta\vartheta^2 \pm \ldots),$$

Таблица 7.12

Проводники	$\vartheta_{к,доп}$, °С
Шины медные	300
Шины алюминиевые	200
Шины стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
Шины стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжения, кВ:	
до 10	200
20—220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией:	
поливинилхлоридной и резиновой	150
полиэтиленовой	120
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм²:	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм²:	
менее 10	200
10 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200

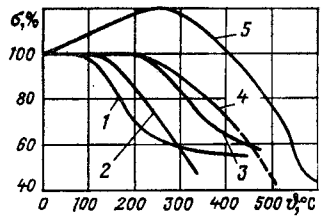


Рис. 7.35. Зависимость предела прочности металлов при растяжении от температуры:

1 — электролитическая медь (продолжительный режим); *2* — алюминий; *3* — электролитическая медь (кратковременный режим); *4* — бронза; *5* — сталь

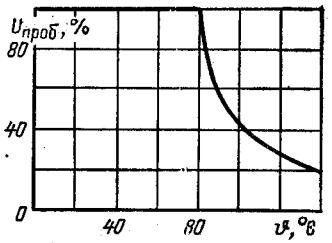


Рис. 7.36. Зависимость пробивного напряжения фарфора от температуры

где ρ_0 — удельное сопротивление материала при 0°С.

Найдено, что для медных, алюминиевых и стальных проводников удельное сопротивление можно определить по формулам:

$$\rho_{Cu} \approx \rho_{0,Cu} (1 + 0{,}00424\vartheta + 0{,}453 \cdot 10^{-6}\vartheta^2);$$

$$\rho_{Al} \approx \rho_{0,Al} (1 + 0{,}00387\vartheta + 1{,}1 \cdot 10^{-6}\vartheta^2);$$

$$\rho_{Fe} \approx \rho_{0,Fe} (1 + 0{,}0055\vartheta + 9 \cdot 10^{-6}\vartheta^2).$$

При нагреве проводников до 300—400 °С в правой части последних выражений допустимо учитывать только два первых члена. Примем, что

$$\rho_\vartheta = \rho_0 (1 + \alpha\vartheta)$$

и

$$c_\vartheta = c_0 (1 + \beta\vartheta).$$

Тогда уравнение (7.67) примет вид:

$$\frac{i_к^2 \rho_0 (1 + \alpha\vartheta) l}{s} dt = c_0 (1 + \beta\vartheta)\, \lambda s l d\vartheta.$$

Разделим переменные и проинтегрируем левую и правую части уравнения в соответствующих пределах:

$$\int_0^{t_{откл}} \frac{i_к^2}{s^2} dt = \int_{\vartheta_н}^{\vartheta_к} \frac{c_0 (1 + \beta\vartheta)\, \lambda}{\rho_0 (1 + \alpha\beta)} d\vartheta.$$

Получим

$$B_к / s^2 = A_к - A_н, \qquad (7.68)$$

где $B_к = \int_0^{t_{откл}} i_к^2 dt$ — интеграл Джоуля тока КЗ; $A_к$ и $A_н$ — значения правой части при $\vartheta_к$ и $\vartheta_н$.

Зависимости $\vartheta = f(A_\vartheta)$ для различных материалов приведены на рис. 7.37. Проводник будет термически стоек при КЗ, если его сечение s удовлетворяет условию:

$$s \geqslant \frac{\sqrt{B_к}}{\sqrt{A_{к,доп} - A_н}}. \qquad (7.69)$$

Очевидно, что при этом конечная температруа нагрева проводника меньше допустимой:

$$\vartheta_к \leqslant \vartheta_{к,доп}.$$

Если принять, что до КЗ проводник был нагружен номинальным током при номинальных условиях окружающей среды, то получим:

$$s_т = \frac{\sqrt{B_к}}{\sqrt{A_{к,доп} - A_{н,ном}}} = \frac{\sqrt{B_к}}{C_т}, \qquad (7.70)$$

где $s_т$ — минимально допустимое сечение проводника по условию термической стойкости.

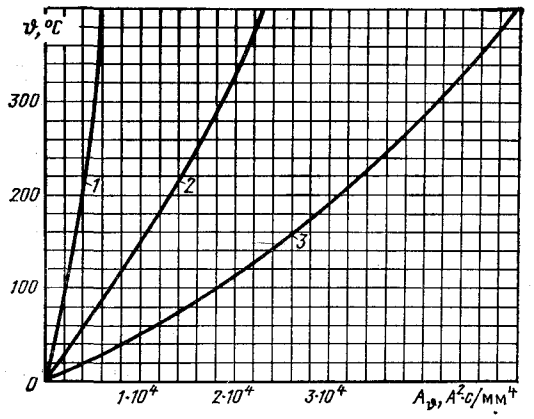


Рис. 7.37. Кривые для определения температуры нагрева проводников при коротких замыканиях:

1 — сталь; *2* — алюминий; *3* — медь

Значения коэффициента $C_т$ указаны в табл. 7.13.

На практике при определении термической стойкости проводников возможны два случая:

а) известны вид проводника, а также s, $\vartheta_н$ и $B_к$. Требуется найти $\vartheta_к$ и решить вопрос о термической стойкости проводника;

б) известны вид проводника, а также $\vartheta_н$ и $B_к$. Требуется найти сечение проводника $s \geqslant s_т$.

Таблица 7.13

Проводники	Значение $C_т$
Шины медные	171
Шины алюминиевые	88
Шины стальные при $\vartheta_{к,доп}=400$ °С	70
Шины стальные при $\vartheta_{к,доп}=300$ °С	60
Кабели до 10 кВ:	
с медными жилами	141
с алюминиевыми жилами	85
Кабели 20—35 кВ:	
с медными жилами	110
с алюминиевыми жилами	70

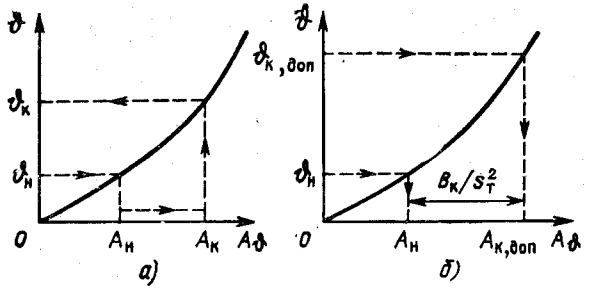


Рис. 7.38. Определение термической стойкости проводников

В первом случае по $\vartheta_н$ находят $A_н$ (рис. 7.38, *а*) и далее, зная $B_к/s^2$, определяют $A_к$, а затем по кривой находят $\vartheta_к$. Во втором случае по известным $\vartheta_н$ и $\vartheta_{к,доп}$ определяют $A_н$ и $A_{к,доп}$ и далее определяют необходимое сечение проводника

$$s \geqslant \frac{\sqrt{B_к}}{\sqrt{A_{к,доп} - A_н}}.$$

Интеграл Джоуля тока КЗ может быть найден как сумма интегралов от периодической и апериодической составляющих тока КЗ. Действительно,

$$B_к = \int_0^{t_{откл}} i_к^2\,dt = \int_0^{t_{откл}} (i_{пt} + i_{at})^2\,dt \approx$$

$$\approx \int_0^{t_{откл}} I_t^2\,dt \approx \int_0^{t_{откл}} I_{пt}^2\,dt + \int_0^{t_{откл}} i_{at}^2\,dt = B_{к,п} + B_{к,а}. \quad (7.71)$$

Для нахождения интеграла Джоуля от периодической составляющей тока КЗ необходимо проинтегрировать функцию $I_{пt}^2$, что в общем случае удобно сделать графо-аналитическим способом. В частном случае, когда ток КЗ обусловлен системой неизменного напряжения, интеграл Джоуля равен:

$$B_{к,п} = I_{п0}^2\, t_{откл}. \quad (7.72)$$

Максимальное расчетное значение интеграла Джоуля от апериодической составляющей тока КЗ определяется аналитически:

$$B_{к,а} = \int_0^{t_{откл}} i_{at}^2\,dt = \int_0^{t_{откл}} \left(\sqrt{2}\, I_{п0}\, e^{-t/T_а}\right)^2 dt =$$

$$= 2I_{п0}^2 \int_0^{t_{откл}} e^{-2t/T_а} dt = I_{п0}^2\, T_а \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_а}\right). \quad (7.73)$$

При сложной электрической сети эта формула принимает вид:

$$B_{к,а} = I_{п0}^2\, T_{а,эк} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а,эк}}\right), \quad (7.74)$$

где $T_{а,эк}$ — эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Если $t_{откл} \gg T_{а,эк}$, то $B_{к,а} \approx I_{п0}^2 T_{а,эк}$.

Полный интеграл Джоуля тока КЗ равен:

$$B_к = \int_0^{t_{откл}} I_{пt}^2\,dt + I_{п0}^2 T_{а,эк} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а,эк}}\right). \quad (7.75)$$

В случае системы неизменного напряжения

$$B_к = I_{п0}^2\, t_{откл} + I_{п0}^2\, T_{а,эк} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а,эк}}\right) =$$

$$= I_{п0}^2 \left[\, t_{откл} + T_{а,эк} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а,эк}}\right)\right] \quad (7.76)$$

Если при этом $t_{откл} \gg T_{а,эк}$,

$$B_к \approx I_{п0}^2 \left(t_{откл} + T_{а,эк}\right). \quad (7.77)$$

Термическая стойкость электрических аппаратов характеризуется их нормированным током термической стойкости $I_т$ и допустимым временем его прохождения $t_т$.

Аппарат термически стоек, если

$$I_т^2\, t_т \geqslant B_к. \quad (7.78)$$

Ток термической стойкости электрического аппарата при произвольном расчетном времени $t > t_т$ находится по выражению

$$I_{тt} = I_т \sqrt{\frac{t_т}{t}}; \quad (7.79)$$

при $t < t_т$ принимается $I_{тt} = I_т$.

7.20. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ПРОВОДНИКОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Проводники и аппараты электроустановок должны удовлетворять расчетным условиям их работы при различных режимах функционирования электроустановок. Правильное определение расчетных условий на основе анализа возможных в эксплуатации режимов функционирования электроустановок с учетом перспективы их развития является необходимой предпосылкой правильного выбора проводников и аппаратов.

Под расчетными условиями в общем случае понимают наиболее тяжелые условия, в которых может оказаться аппарат или проводник при различных режимах функционирования электроустановки. В последнее время наметилась тенденция при определении расчетных условий учитывать вероятностный характер возникновения различных режимов, их тяжесть для работы электрооборудования и возможные последствия с учетом народнохозяйственного ущерба. Однако при таком подходе возникают вопросы

обеспечения необходимой безопасности обслуживания электроустановок; частоты возникновения и развития аварий; технической гибкости схем электрических соединений электрических станций, подстанций и энергосистем в нормальном и анормальных режимах, а также ряд других вопросов. В связи с этим указанный подход, учитывающий, например, вероятностные характеристики КЗ, следует использовать осторожно и только при наличии достаточных обоснований, проверенных опытом эксплуатации.

Различают четыре режима работы электроустановок: нормальный, ремонтный, аварийный и послеаварийный. Первый, второй и четвертый режимы—это продолжительные режимы, причем нормальный режим наиболее продолжительный. Третий режим — кратковременный.

Под нормальным режимом понимают такой режим, когда электроустановка и ее элементы функционируют в соответствии с запроектированными для них параметрами продолжительного режима по утвержденному диспетчерскому графику нагрузки, без перегрузки элементов, и когда в электроустановке нет вынужденно отключенных по той или иной причине элементов.

Ремонтный режим — это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов, которые, как правило, разрешаются в период снижения нагрузки электроустановки или ее элементов, а также при других благоприятных факторах. Ремонт вспомогательного оборудования обычно совмещается с ремонтом основного оборудования (генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов), лимитирующего возможную продолжительность ремонта. В ремонтном режиме возможна повышенная нагрузка отдельных оставшихся в работе элементов электроустановки, резервирующих ремонтируемые элементы (линии, трансформаторы, реакторы и т. п.).

Аварийный режим — это режим, вызванный внезапным нарушением нормального режима вследствие коротких замыканий, обрывов фаз (неполнофазный аварийный режим), несинхронных включений элементов энергосистем, возникновения качаний в энергосистеме при асинхронном ходе ее частей и т. п. Аварийные режимы, если их быстро не ликвидировать, ведут к отказу элементов электроустановок и электроустановок в целом, цепочечному развитию аварий и к наиболее тяжелым системным авариям. Электрические

аппараты и проводники должны быть динамически и термически стойкими при различных аварийных режимах.

Послеаварийный режим — это режим замены или внеочередного аварийного ремонта отказавшего при аварийном режиме оборудования. При этом режиме возможна повышенная продолжительная нагрузка оставшихся в работе элементов электроустановки, резервирующих отказавшие элементы.

При выборе проводников и электрических аппаратов необходимо знать продолжительные рабочие токи нормального режима $I_{\text{норм,расч}}$, ремонтного режима $I_{\text{рем,расч}}$ и послеаварийного режима $I_{\text{пав,расч}}$. Наибольший из двух последних токов, если он больше $I_{\text{норм,расч}}$, может быть назван расчетным током продолжительных режимов $I_{\text{прод,расч}}$ или наибольшим рабочим током цепи $I_{\text{раб,нб}}=I_{\text{прод,расч}}$. При выборе проводников и аппаратов необходимо также знать токи при расчетных условиях КЗ, которые включают в себя: расчетную схему электроустановки, расчетный вид КЗ, расчетную точку КЗ и расчетную продолжительность КЗ.

Расчетная схема — это, как правило, полная схема электроустановки, в которую входят все ее элементы (генераторы, трансформаторы, линии, реакторы и т. д.), а сопротивление связи с эквивалентным источником — энергосистемой минимально. В отдельных частных случаях может быть отступление от этого правила, если оказывается, что в схеме с отключением отдельных элементов условия работы проводников и аппаратов некоторых цепей тяжелее, чем в полной схеме.

Расчетным видом КЗ при проверке проводников и электрических аппаратов на электродинамическую стойкость является трехфазное КЗ, а при проверке на термическую стойкость — трехфазное или двухфазное КЗ, которое может быть определяющим в случае КЗ большой продолжительности и небольшой электрической удаленности от генераторов, когда с учетом действия АРВ генераторов может оказаться, что $I_{\text{к}}^{(2)}>I_{\text{к}}^{(3)}$. Расчетным видом КЗ для проверки электрических аппаратов на коммутационную способность является трехфазное КЗ или однофазное КЗ на землю в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение.

Расчетная точка КЗ в общем случае может располагать-

ся с одной или другой стороны от выбираемого электрооборудования. Так, применительно к схеме на рис. 7.39, где приняты одинаковые параметры соответственно генераторов *G1* и *G2* и трансформаторов связи *T1* и *T2*, расчетные точки КЗ для выбора проводников и электрических аппаратов указаны в табл. 7.14.

Таблица 7.14

Выбираемый элемент	Расчетная точка КЗ	Примечание
Выключатель *Q1*	*K3*	—
Выключатель *Q2*	*K4*	При отключенном *Q8*
Выключатель *Q3*	*K1*	При отключенном *T1*
Выключатель *Q4*	*K5*	—
Выключатель *Q5*	*K6*	—
Выключатель *Q6*	*K8*	Как показывает опыт эксплуатации, КЗ в точке *K7* маловероятно
Выключатель *Q7*	*K10*	—
Выключатель *Q8*	*K11*	При отключенном *Q2*
Выключатель *Q9*	*K14*	—
Кабель линии *W1*	*K9*	Ток при КЗ в точке *K9* практически равен току при КЗ в точке *K8*
Кабель линии *W3*	*K14*	При коротком пучке кабелей расчетная точка КЗ согласно ПУЭ принимается непосредственно за пучком кабелей. Ток КЗ в точке *K14* практически равен току КЗ в точке *K13*
Кабели распределительной сети	*K10*	—

Расчетная продолжительность КЗ принимается различной в зависимости от назначения расчета. Согласно ПУЭ при проверке проводников и аппаратов на термическую стойкость она принимается равной сумме времени действия основной защиты и полного времени отключения выключателя соответствующей цепи (ближайшего к месту КЗ), т. е.

$$t_{к,расч} = t_{откл} = t_{р.з,осн} + t_{в,откл}. \qquad (7.80)$$

В отдельных случаях основная защита может отказать (мертвая зона, повреждение цепей защиты, отказ реле и т. п.), поэтому целесообразно оценить термическую стойкость (и пожарную безопасность) также при действии резервной защиты.

Циркуляром Главтехуправления Минэнерго СССР от 20 апреля 1984 г. (Электрические станции, 1984, № 9) предписано проверять кабели 6 кВ марки ААШв с однопроволочными жилами в сетях собственных нужд электростанций на нагрев расчетными токами КЗ в целях предотвращения возгораний кабелей, для которых установлена предельная пожаробезопасная температура 430 °С. Расчетную точку КЗ рекомендовано принимать на расстоянии 50 м от начала кабельной линии.

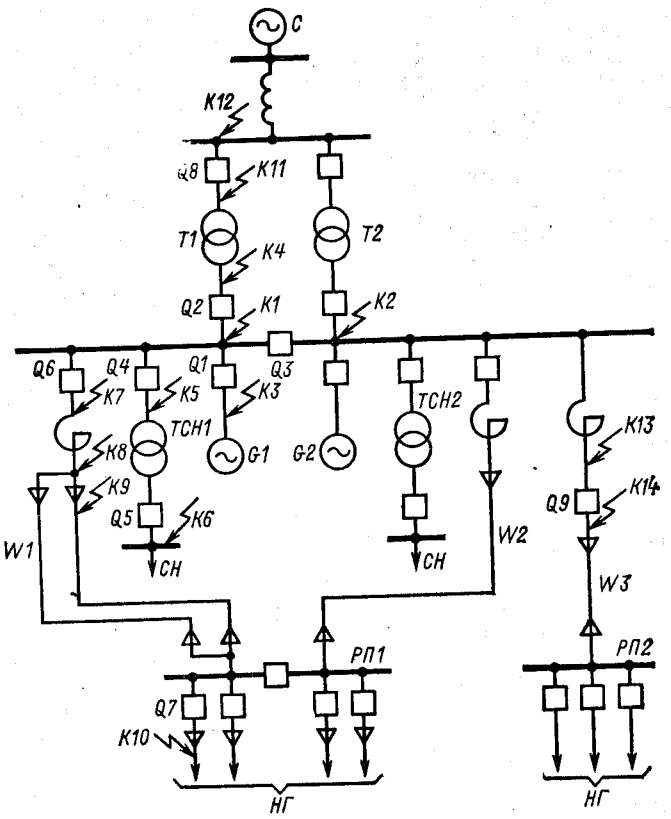


Рис. 7.39. Схема, поясняющая расчетные условия КЗ

При проверке выключателей на коммутационную способность расчетное время КЗ принимается равным сумме минимально возможного времени действия основной защиты и собственного времени отключения выключателя, т. е.

$$t_{к,расч} = \tau = t_{р,min} + t_{с,в,откл}. \qquad (7.81)$$

7.21. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Проводники и электрические аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима (по номинальному напряжению и номинальному току) и проверяют на работоспособность в условиях анормальных режимов (допустимый нагрев продолжительным расчетным током, термическая и электродинамическая стойкость при коротких замыканиях, опасное сближение гибких проводников под действием электродинамических сил при КЗ, коммутационная способность (для коммутационных аппаратов).

Факторы, учитываемые при выборе и проверке проводников, указаны в табл. 7.15, а при выборе и проверке электрических аппаратов — в табл. 7.16.

Таблица 7.15

Проводники	Уровень изоляции	Технико-экономические показатели	Нагрев продолжительным током	Стойкость: электродинамическая	Стойкость: термическая	Корона	Радиопомехи
Воздушные электрические линии	(+)	+	+	(+)	(+)	+	+
Кабельные линии	+	+	+	(+)	+	—	—
Шинные линии (токопроводы)	+	(+)	+	+	+	—	—

Примечания: 1. Учитываемые факторы обозначены знаком «+», неучитываемые — «—».
2. Факторы, отмеченные знаком (+), учитываются косвенно или в частных случаях.
3. Технико-экономические показатели шинных линий учитываются при разработке их конструкций.
4. Выбор сечений проводников производится с учетом экономической плотности тока (кроме сборных шин, сетей до 1 кВ при $T_{max}<4000\div5000$ ч, осветительных сетей и сетей временных сооружений и устройств с малым сроком службы). Выбор сечений проводников электрических линий напряжением 330 кВ и выше, линий межсистемных связей, жестких и гибких токопроводов с большим T_{max} производится на основании технико-экономических расчетов.
5. При больших токах КЗ воздушные электрические линии проверяют на отсутствие схлестывания проводов.
6. Проводники воздушных электрических линий 35 кВ и выше проверяют по условиям отсутствия общей короны и недопустимого уровня радиопомех.

Таблица 7.16

Тип электрического аппарата или устройства	Уровень изоляции	Нагрев продолжительным током	Стойкость: электродинамическая	Стойкость: термическая	Нагрузка вторичных цепей	Коммутационная способность	Характеристика токоограничения	Потери напряжения в нормальном режиме
Выключатель	+	+	+	+	—	+	—	—
Разъединитель	+	+	+	+	—	(+)	—	—
Короткозамыкатель	+	—	+	+	—	—	—	—
Отделитель	+	+	+	+	—	(+)	—	—
Предохранитель	+	+	—	—	—	+	+	—
Выключатель нагрузки	+	+	+	+	—	+	—	—
Разрядник	+	—	—	—	—	+	—	—
Трансформатор тока	+	+	+	+	+	—	—	—
Трансформатор напряжения	+	—	—	—	+	—	—	—
Опорный изолятор	+	—	+	—	—	—	—	—
Проходной изолятор	+	+	+	—	—	—	—	—
Реактор	+	+	+	+	—	—	—	+
Автоматический выключатель	+	+	(+)	—	—	+	+	—
Контактор	+	+	—	—	—	+	—	—
Магнитный пускатель	+	+	—	—	—	+	—	—
Рубильник	+	+	+	+	—	+	—	—

Примечания: 1. Учитываемые факторы обозначены знаком «+», неучитываемые — «—».
2. Факторы, отмеченные знаком (+), учитываются в частных случаях.

С учетом вышеизложенного (см. гл. 3, 6, 7) условия выбора и проверки электрических аппаратов и проводников могут быть выражены так:

1) выключателей

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном}; \quad I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_{п} I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб},$$

где $K_{п}$ — нормированный коэффициент возможной пере-

грузки электрического аппарата (или проводника) при данном продолжительном режиме его работы;

$$I_{вкл} \geqslant I_{п0};$$
$$i_{вкл} \geqslant i_{уд};$$
$$I_{пр,скв} \geqslant I_{п0};$$
$$i_{пр,скв} \geqslant i_{уд};$$
$$I_т^2 t_т \geqslant B_к = \int_0^{t_{откл}} i_к^2 dt;$$
$$I_{откл,ном} \geqslant I_{пт};$$
$$i_{а,ном} = \sqrt{2}\beta_{норм} I_{откл,ном} \geqslant i_{ат};$$

для установок, где $I_{откл,ном} \geqslant I_{пт}$, а $i_{а,ном} < i_{ат}$, допускается выполнение условия:

$$i_{откл,ном} = \sqrt{2} I_{откл,ном}\left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \geqslant$$
$$\geqslant i_{кт} = i_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} I_{пт} + i_{ат},$$

где $\beta_{норм} = f(\tau)$;

$$u_в < u_{в,нормир};$$

2) разъединителей

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$
$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$
$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$
$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$
$$I_т^2 t_т \geqslant B_к.$$

О допустимом токе отключения — см. § 7.11;

3) короткозамыкателей

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$
$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$
$$I_т^2 t_т \geqslant B_к;$$

4) отделителей

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};\quad I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$
$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$
$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$
$$I_т^2 t_т \geqslant B_к;$$

5) плавких предохранителей

$$U_{ном} = U_{сети,ном};$$
$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$
$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$
$$I_{откл,ном} \geqslant I_{п,ож} \approx I_{п0}.$$

Необходимо также проверять соответствие гарантированных времятоковых характеристик токоограничения заданным условиям защищаемой цепи;

6) выключателей нагрузки

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$
$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$
$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$
$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$
$$I_т^2 t_т \geqslant B_к;$$
$$\left.\begin{aligned} I_{откл,ном} &\geqslant I_{откл,расч} \\ I_{вкл,ном} &\geqslant I_{вкл,расч} \end{aligned}\right\}$$ при отсутствии последовательно включенного предохранителя;

$I_{откл,ном} \geqslant I_{п0}$ при наличии последовательно включенного предохранителя;

7) разрядников

$$U_{ном} = U_{сети,ном};$$

тип разрядника — в соответствии с характером решаемой задачи:

$$u_{проб,норм} \leqslant u_{доп,расч};$$
$$u_{ост,норм} \leqslant u_{доп,расч};$$
$$i_{откл,норм} \geqslant i_{сопр,расч};$$

8) измерительных трансформаторов тока

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$

$$k_{дин}\sqrt{2} I_{1ном} \geqslant i_{уд}$$

или

$$F_{доп} \geqslant F_{расч};$$

$$(k_т I_{1ном})^2 t_т \geqslant B_к;$$

$Z_{2ном} \geqslant Z_2 \approx r_2$ в необходимом классе точности.

Вторичная нагрузка зависит как от параметров подключенных к трансформатору тока приборов или реле, так и от схемы их соединений с трансформатором тока, определяющей расчетную длину соединительных проводов;

9) измерительных трансформаторов напряжения

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$S_{ном} \geqslant S_2$ в необходимом классе точности;

10) опорных изоляторов

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$F_{доп} = 0{,}6 F_{разр} \geqslant F_{расч}$ для одиночных изоляторов; $F_{доп} = 2 \cdot 0{,}5 F_{разр} = F_{разр} \geqslant F_{расч}$ для спаренных изоляторов;

11) проходных изоляторов

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$

$$F_{доп} = 0{,}6 F_{разр} \geqslant F_{расч};$$

12) реакторов

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч};$$

$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$I_т \sqrt{t_т} \geqslant \sqrt{B_к}.$$

Реактивность $x_р$ выбирается из условия необходимого ограничения токов КЗ и допустимой потери напряжения в реакторе в нормальном режиме;

13) автоматических выключателей

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$

$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$I_{откл,норм} \geqslant I_{п0};$$

14) контакторов

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$

$$P_{подкл,доп} \geqslant P_{подкл};$$

15) магнитных пускателей

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_п I_{ном} \geqslant I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$

$$P_{подкл,доп} \geqslant P_{подкл};$$

16) рубильников

$$U_{ном} \geqslant U_{сети,ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм,расч};$$

$$K_п I_{ном} > I_{прод,расч} = I_{раб,нб};$$

$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$I_т^2 t_т \geqslant B_к;$$

$I_{откл,ном} \geqslant I_{раб,откл}$, если имеются разрывные контакты;

17) шин и проводов неизолированных

$$s \approx s_{эк} = \frac{I_{норм,расч}}{J_{эк}};$$

$$I_{\text{длит, доп}} \geqslant I_{\text{норм, расч}};$$

$$K_{\text{п}} I_{\text{длит, доп}} \geqslant I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}};$$

$$\sigma_{\text{доп}} \geqslant \sigma_{\text{расч}};$$

$$\vartheta_{\text{к, доп}} \geqslant \vartheta_{\text{к}}$$

или

$$s \geqslant s_{\text{т}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}};$$

18) силовых кабелей и проводов изолированных

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети, ном}};$$

$$s \approx s_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм, расч}}}{J_{\text{эк}}};$$

$$I_{\text{длит, доп}} \geqslant I_{\text{норм, расч}};$$

$$K_{\text{п}} I_{\text{длит, доп}} \geqslant I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}};$$

$$\vartheta_{\text{к, доп}} \geqslant \vartheta_{\text{к}}$$

или

$$s \geqslant s_{\text{т}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}};$$

19) закрытых шинных токопроводов

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети, ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм, расч}};$$

$$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{прод, расч}} = I_{\text{раб, нб}};$$

$$\sigma_{\text{доп}} \geqslant \sigma_{\text{расч}};$$

$$F_{\text{доп}} \geqslant F_{\text{расч}};$$

$$\vartheta_{\text{к, доп}} > \vartheta_{\text{к}}.$$

Глава восьмая

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

8.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основные требования к схемам, нормативные материалы. Электрическая станция является единственным активным (генерирующим) и, следовательно, важнейшим элементом любой энергосистемы.

Электроустановки, включая электрическую часть электростанций, выполняют по определенным схемам, отражающим внутреннюю структуру и взаимосвязь элементов электроустановки. В общем случае схема электрических соединений — это чертеж, на котором изображены элементы электроустановки, соединенные между собой в той последовательности, какая имеет место в натуре. На практике же, однако, под термином «схема электрических соединений» часто понимают не только чертеж, но и физическую реальность, условно отображенную чертежом. Так, например, говорят «надежность схем», «экономичность схем», «блочные схемы электроустановок», «схемы выдачи мощности электростанции» и т. п.

Схемы электрических соединений и соответствующие им распределительные устройства являются важными элементами электрических станций и подстанций. Различают главные схемы и схемы собственных нужд. Главные схемы отображают цепи, по которым обеспечивается передача энергии от источников к потребителям в соответствии с назначением электроустановки, а схемы собственных нужд — цепи, по которым обеспечивается питание потребителей собственных нужд электроустановки.

К схемам электрических соединений и конструкциям распредустройств электрических станций и подстанций предъявляют следующие требования:

а) надежность работы; б) экономичность;

в) техническая гибкость, т. е. способность легко адаптироваться к изменяющимся условиям работы электроустановки, и удобство эксплуатации первичных и вторичных цепей, возможность автоматизации;

г) безопасность обслуживания;

д) возможность расширения;

е) экологическая чистота, т. е. малое влияние на окружающую среду (шум, сильные электрические и магнитные поля, выбросы вредных веществ и т. п.).

Эти требования вытекают из технического, экономического, социологического, политического и экологического аспектов, учитываемых в настоящее время при проектировании, сооружении и эксплуатации различных технических объектов.

На выбор схем электрических соединений электрических станций и подстанций влияет ряд факторов:

а) тип электростанции (подстанции);

б) число и мощность генераторов и силовых трансформаторов;

в) наличие, характер и мощность местной нагрузки;

г) категория потребителей;

д) роль электростанции в энергосистеме, значение резерва мощности в системе, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей, прогноз развития;

е) схемы и напряжения прилегающих электрических сетей энергосистемы;

ж) уровень токов короткого замыкания;

з) наличие оборудования необходимых параметров и надежность его работы;

и) значение ущерба при нарушении электроснабжения и недоотпуске электроэнергии потребителям, а также значение системного ущерба при аварийном отключении генераторов, блоков, генерирующих узлов, линий электропередачи высокого напряжения, межсистемных связей и т. п.;

к) наличие площадей для сооружения распределительных устройств;

л) опыт и научная эрудиция проектировщиков.

При проектировании электрической части электрических станций и подстанций помимо государственных стандартов (ГОСТ) используют следующие нормативные материалы:

а) Правила устройства электроустановок (ПУЭ);

б) Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ);

в) Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций (ПТБ);

г) Нормы технологического проектирования (НТП) тепловых электрических станций и тепловых сетей;

д) Нормы технологического проектирования атомных электростанций;

е) Нормы технологического проектирования гидроэлектростанций;

ж) Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ;

з) Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем;

и) Руководящие указания по релейной защите;

к) Руководящие указания по проектированию контрольно-измерительной системы на электростанциях;

л) Руководящие указания по определению устойчивости энергосистем;

м) Руководящие указания по расчету токов КЗ;

н) Строительные нормы и правила (СНиП);

о) Правила пожарной безопасности (ППБ).

Выбор основных элементов. Выбор главных схем электрических соединений электростанций производится на основании утвержденного проекта развития энергосистемы. Для энергетических объектов обычно применяется двухстадийное проектирование: разработка технического проекта и разработка рабочего проекта.

В проекте развития энергосистемы указывают: напряжения сетей, в которые будет выдаваться электроэнергия электростанции; графики нагрузки (зимний, летний, паводковый); число часов использования максимума; расчетные перетоки мощности между сетями различного напряжения; оптимальное распределение блоков по сетям; схемы сетей и число линий на каждом напряжении; существующие расчетные и предельно допустимые уровни токов КЗ в РУ повышенных напряжений; требования к схеме электрических соединений с точки зрения устойчивости энергосистемы; предельно допустимая по условию резерва в системе и жесткости внутрисистемных и межсистемных связей теряемая мощность при повреждении любого выключателя (включая секционные и шиносоединительные). Перечисленные данные указываются для каждого этапа развития электростанции и энергосистемы.

Главные схемы электрических соединений электростан-

ций с нагрузкой генераторного напряжения проектируют, увязывая их со схемами распределительных сетей или со схемами электроснабжения промышленных предприятий.

Выбор главной схемы районных подстанций 35—750 кВ производится на основании утвержденной схемы развития энергосистемы, а также уточненной схемы развития электрических сетей района на ближайшие 5 лет с учетом перспективы на 10 лет или схемы электроснабжения района. В уточненной схеме развития электрических сетей должны быть определены: район размещения подстанции; число, проходная мощность и номинальные напряжения отдельных обмоток трансформаторов, а также пределы регулирования напряжения; уровни напряжений на шинах подстанции; данные для расчета токов КЗ; число, назначение и нагрузка отходящих от подстанции электрических линий 35—750 кВ; предварительная принципиальная схема электрических соединений подстанции; необходимость, а также тип, количество и мощность источников реактивной мощности; режим заземления нейтралей трансформаторов; необходимость установки шунтирующих реакторов для компенсации зарядной мощности линий высокого напряжения; необходимость коммутационных разрядников для защиты от внутренних перенапряжений, а также число и мощность дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов в сетях 6—35 кВ.

Выбор сечений проводов электрических линий производится по экономической плотности тока или по экономическим интервалам (см. гл. 3). Выбранное сечение проверяется по условиям нагрева в продолжительном расчетном режиме и в режиме короткого замыкания, а для линий сверхвысокого напряжения также по условиям отсутствия короны и по уровню создаваемых радиопомех. Пропускная способность электрических линий оценивается по их натуральной мощности, по условиям статической устойчивости электропередачи, а также по допустимым в условиях эксплуатации потерям напряжения и реактивной мощности. В нормальном режиме для линий 110 кВ и выше допускается падение напряжения до 10 %, в аварийных условиях — до 15 %.

Натуральная мощность линий, МВт, равна

$$P_{\text{нат}} = \frac{U^2_{\text{ном}}}{Z_{\text{в}}}, \qquad (8.1)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение передачи, кВ; $Z_{\text{в}}$ — волновое сопротивление передачи, Ом,

$$Z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}; \qquad (8.2)$$

L_0 — индуктивность линии, Гн/км; C_0 — емкость линии, Ф/км.

Параметры линий, скорость распространения электромагнитной волны v и скорость света C связаны между собой соотношением

$$v = \frac{1}{\sqrt{\xi\xi_0\mu\mu_0}} = \frac{C}{\sqrt{\xi\mu}} = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}}. \qquad (8.3)$$

Для воздушных линий $v=C$; для кабельных линий, имеющих $\xi=4\div5$, скорость $v=C/(2\div2{,}5)$. Выражение (8.3) показывает, что между параметрами линии L_0 и C_0 существует жесткая взаимосвязь. Поэтому изменение тем или иным способом одного параметра неизбежно ведет к изменению другого параметра.

Натуральные мощности воздушных и кабельных электрических линий указаны в табл. 8.1.

По расчетам института «Энергосетьпроект» реальная пропускная способность электрических линий 35—750 кВ находится в пределах, указанных в табл. 8.2, а ориентировочная экономичная зона применения линий различного напряжения может быть оценена по кривым, приведенным на рис. 8.1.

При выборе схемы электрических соединений электроустановок учитывают ответственность или категорию потребителей. Действующие ПУЭ устанавливают три категории потребителей. К I категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может привести к человеческим жертвам, значительному ущербу народному хозяйству, к повреждениям оборудования, массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушению работы важных элементов городского хозяйства. Питание таких потребителей должно производиться от двух независимых источников, т. е. источ-

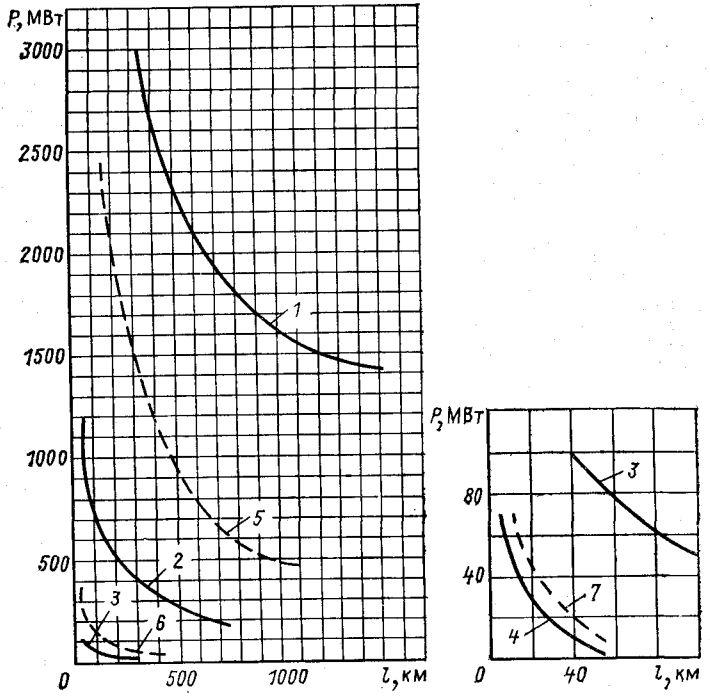


Рис. 8.1. Границы равноэкономичности сетей различного напряжения: *1* — линии 1150 и 500 кВ; *2* — линии 500 и 220 кВ; *3* — линии 220 и 110 кВ; *4* — линии 110 и 35 кВ; *5* — линии 750 и 330 кВ; *6* — линии 330 и 150 кВ; *7* — линии 150 и 35 кВ

ников, при наличии которых потеря напряжения на одном из них по любой причине не ведет (с достаточной вероятностью) к потере напряжения на другом. Перерыв питания допустим только на время переключения питания с одного на другой источник под действием системы автоматического включения резерва.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для особой группы электроприемников предусматривают три независимых источника питания.

Таблица 8.1

Номинальное напряжение линии, кВ	Натуральная мощность, МВт					
	воздушных линий с числом проводов в фазе					кабельных линий
	1	2	3	4	8	
6	0,1	—	—	—	—	1
10	0,25	—	—	—	—	2,5
35	3	—	—	—	—	30
110	30	—	—	—	—	300
150	60	—	—	—	—	600
220	120	160	—	—	—	1200
330	270	360	410	—	—	—
500	600	800	900	950	—	—
750	—	—	—	2100—2500	—	—
1150	—	—	—	6000	7000	—

Таблица 8.2

Номинальное напряжение линии, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км
35	5—15	30—60
110	25—50	50—150
220	100—200	150—250
330	300—400	200—300
400	500—700	600—1000
500	700—900	800—1200
750	1800—2200	1200—2000
1150	4000—6000	2500—3000

Ко II категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых связано с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих механизмов, промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей. Питание таких потребителей рекомендуется производить от двух независимых источников. Допустимо электроснабжение по одной воздушной или кабельной (два параллельных кабеля с самостоятельными разъединителями) линии и от одного трансформатора. Перерыв питания таких потребителей допустим на время производства дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой переключений по

включению резервного питания. Замена поврежденных линий, кабелей и трансформаторов должна производиться за время не более 1 сут.

К III категории относятся прочие электроприемники, для которых допустим перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного оборудования. Однако перерыв питания этих потребителей допустим на время не более 1 сут.

При выборе схем электрических соединений учитывается, что симметричные по размещению и подключению оборудования схемы, как правило, имеют преимущества перед несимметричными схемами, а однотипность оборудования облегчает эксплуатацию электроустановок.

Тип и установленная мощность электростанций определяется на основании комплексных технико-экономических расчетов с учетом заданий народнохозяйственных планов, перспектив развития промышленных районов, наличия и удаленности энергоресурсов, источников водоснабжения и энергопотребителей, возможностей транспорта, санитарных норм на задымление атмосферы, загрязнение и тепловой режим рек и т. п. Выбор типа и мощности генераторов электростанций производится на основании технико-экономических расчетов. По возможности на электростанциях желательна установка более крупных однотипных агрегатов, освоенных промышленностью. Такие агрегаты имеют, как правило, лучшие технико-экономические характеристики. Предельная мощность агрегатов лимитируется условиями устойчивости и резервирования в конкретной энергосистеме. Практически в крупных развитых энергосистемах предельная мощность агрегатов составляет не более 2—3 % мощности энергосистемы или мощности энергообъединения; в мелких энергосистемах эта величина может достигать 8—12 %.

На электростанциях, как правило, устанавливают повышающие трехфазные двухобмоточные трансформаторы. Установка однофазных трансформаторов (по условиям транспорта, надежности работы и т. п.) должна быть обоснована. Иногда крупные генераторы при отсутствии трансформаторов необходимой мощности соединяют в блок с двумя трехфазными двухобмоточными трансформаторами. В схе-

мах укрупненных блоков, особенно на ГЭС, часто используют трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения. На электростанциях широко используют силовые автотрансформаторы. Автотрансформаторы из-за особенностей работы (загрузка обмоток, регулирование напряжения, ограничения на перетоки мощности в комбинированных режимах) целесообразно использовать для связи распределительных устройств повышенных напряжений, а не в качестве автотрансформаторов блоков. Использование трехобмоточных трансформаторов (промышленность выпускает их мощностью до 80 МВ·А) должно быть обосновано технико-экономическими расчетами. Применение трехфазных трехобмоточных трансформаторов, как правило, нецелесообразно, если нагрузка на одном напряжении составляет менее 15 % мощности трансформатора.

Мощность повышающих трансформаторов выбирают достаточной для выдачи всей избыточной мощности электростанций в электрические сети повышенных напряжений в часы минимума нагрузки на генераторном напряжении (включая выходные дни и ночные часы). Отступление от этого правила возможно лишь в случаях, обоснованных технико-экономическими расчетами. На электростанциях, имеющих нагрузку генераторного напряжения, мощность повышающих трансформаторов выбирают также достаточной для бесперебойного электроснабжения этой нагрузки при выходе из строя наиболее мощного генератора в часы максимума нагрузки. На тепловых электростанциях, входящих в состав энергосистем со значительной долей (по мощности) гидроэлектростанций, мощность повышающих трансформаторов связи выбирают с учетом возможности снижения нагрузки генераторов тепловых электростанций, например, во время паводков.

На подстанциях обычно устанавливают трехфазные двухобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы. Целесообразность установки автотрансформаторов оценивается уровнем токов КЗ в распределительных сетях и условиями регулирования напряжения при различных режимах работы (особенно на узловых подстанциях с реверсивным перетоком мощности между сетями высшего и среднего напряжений). Установка трехобмоточных трансформаторов, так же как и на электростанциях, требует специальных обоснований. Установка однофазных транс-

форматоров или жесткое соединение на параллельную работу двух трехфазных трансформаторов при невозможности получения трехфазных трансформаторов необходимой мощности производится на основании технико-экономических расчетов.

Задача проектирования схем электрических соединений электроустановок заключается в отыскании оптимального варианта, в большей степени удовлетворяющего изложенным выше требованиям. При этом возникают затруднения, связанные, например, с тем, что требования надежности работы, технической гибкости и удобства эксплуатации, безопасности обслуживания не нашли пока общепризнанного объективного научно обоснованного математического критерия. Поэтому выбор схем обычно производят на основании анализа результатов упрощенных регламентированных технико-экономических расчетов и сравнения характеристик конкурентоспособных вариантов, а также на основании опыта проектирования и эксплуатации.

В последнее время в СССР и за рубежом ведутся исследования по разработке методики количественной оценки надежности схем и возможного ущерба при нарушениях электроснабжения или нормальных условий работы электроустановок. Предложенные многочисленные методы учитывают, как правило, параметры надежности работы отдельных элементов схем (параметр потока отказов, среднюю продолжительность восстановления электроснабжения, частоту плановых ремонтов и среднюю продолжительность простоя в плановом ремонте), а также значение удельного (прямого, дополнительного или иного по структуре определения) ущерба, возможного в конкретной энергосистеме (электроустановке). Следует, однако, отметить, что введение вероятностных показателей надежности схем и возможного ущерба может дать только сравнительную оценку рассматриваемых схем при одинаковых исходных показателях, но не действительную технико-экономическую характеристику конкретной схемы, которую она будет иметь в условиях эсплуатации. Объясняется это стохастическим характером исходной информации, а также разнообразием местных условий (параметры оборудования, режим работы, внешняя среда, культура производства и т. п.) для конкретных электроустановок.

В общем случае технико-экономические показатели схем

оцениваются по формуле полных приведенных (или расчетных) затрат (см. гл. 1):

$$З = И + E_н K + У, \qquad (8.4)$$

где $И$ — годовые издержки (эксплуатационные расходы), руб/год; K — капиталовложения в электрическую часть электроустановки (расчетная стоимость силовых трансформаторов и ячеек выключателей), руб.; $E_н = 0{,}12$ 1/год — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в энергетике; $У$ — годовой народнохозяйственный ущерб от нарушения электроснабжения и недоотпуска электроэнергии потребителям, а также ущерб энергосистемы из-за отключения генераторов, трансформаторов (автотрансформаторов) связи, магистральных линий электропередачи, нарушения экономичного распределения перетоков мощностей и т. п., руб/год.

Годовой народнохозяйственный ущерб

$$У = У_0 f(П),$$

где $У_0$ — удельный ущерб, руб/(кВт·ч) (или руб/кВт), зависящий от типа потребителя, длительности и характера перерывов электроснабжения; $f(П)$ — функция, зависящая от типа электроустановки и параметров режима.

При оценке технико-экономических показателей схем электрических соединений допустимо учитывать капиталовложения только по отличающимся элементам различных вариантов схем.

Отсутствие в настоящее время достоверных, обработанных на научной основе общепризнанных статистических данных о надежности элементов энергосистем, а также о значении удельного или возможного народнохозяйственного ущерба вынуждает в ряде случаев производить выбор схем электроустановок по упрощенной формуле приведенных затрат без учета ущерба и показателей надежности

$$З = И + E_н K. \qquad (8.5)$$

В отдельных случаях используется промежуточное решение — расчет затрат ведется по упрощенной формуле (8.5) и отдельно учитываются показатели надежности работы электроустановки. В последнем случае вводятся (или должны быть указаны) показатели (критерии) надежности. В приложениях даны рекомендуемые для учебного про-

ектирования численные значения показателей надежности элементов энергосистем.

Схемы распределительных устройств (РУ). Электрические станции и подстанции, как правило, имеют распределительные устройства, которые представляют собой электротехнические устройства, предназначенные для приема электроэнергии от источников и распределения ее к потребителям. Цепь непосредственного подключения к РУ внешних элементов, источников, потребителей, линий связи электроустановок), содержащая те или иные коммутационные аппараты (разъединители, выключатели, выключатели нагрузки, отделители, предохранители и т. п.), называется присоединением.

Распределительные устройства в зависимости от типа, мощности, напряжения и особенностей технологического режима электроустановок выполняются по различным схемам, которые условно можно разделить на три группы.

1-я группа — схемы с коммутацией присоединений одним выключателем. Сюда относятся схемы:

с одной несекционированной системой сборных шин,

с одной секционированной системой сборных шин,

с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин,

с двумя несекционированными системами сборных шин,

с двумя несекционированными системами сборных шин и с обходной системой шин,

с двумя секционированными системами сборных шин,

с двумя секционированными системами сборных шин и с обходной системой шин.

2-я группа — схемы с коммутацией присоединений двумя выключателями. Сюда относятся схемы:

с двумя системами шин и двумя выключателями на присоединение,

с тремя выключателями на два присоединения (схема 3/2 или полуторная схема),

с четырьмя выключателями на три присоединения (схема 4/3),

схемы многоугольников (треугольник, четырехугольник, пятиугольник, шестиугольник),

схемы связанных многоугольников,

схемы связанных многоугольников с диагональными перемычками.

3-я группа — прочие типы схем. К ним относятся так называемые упрощенные схемы, т. е. схемы с уменьшенным числом выключателей, а именно:

блочные схемы,

схемы ответвлений от проходящих линий,

схемы «мостиков» и «расширенных мостиков».

Сюда же могут быть отнесены специфические и нетрадиционные типы схем:

схема генератор — трансформатор — линия (ГТЛ) с уравнительной системой шин,

схема ГТЛ с уравнительным многоугольником,

схема ГТЛ с уравнительно-обходным многоугольником,

схема шины — трансформаторы,

схема шины — линии,

схемы расширенных многоугольников,

схема сетки.

В зависимости от местных условий, при надлежащем технико-экономическом обосновании, могут быть приняты и другие типы схем. Следует однако, отметить, что нормы технологического проектирования (НТП) регламентируют типы схем для электростанций и подстанций.

8.2. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэлектроцентрали имеют следующие особенности: сооружаются вблизи или в черте промышленных объектов и городов, около тепловой нагрузки; большую или значительную часть вырабатываемой электроэнергии выдают на генераторном напряжении местной нагрузке в радиусе 5—10 км (исключение составляют ТЭЦ блочного типа с крупными агрегатами); работают по частично вынужденному (из-за наличия теплового потребителя) графику нагрузки; недостаточно маневренны и мобильны (прогрев, разворот, синхронизация и набор нагрузки агрегатами требуют 3—8 ч, в том числе набор нагрузки после синхронизации 0,5—1,5 ч). Указанные обстоятельства учитывают при проектировании схем электрических соединений ТЭЦ.

Структурная схема ТЭЦ дана на рис. 8.2. На схеме показаны генераторы *G*, система *C*, распределительные устройства высшего и низшего напряжений *РУ ВН* и *РУ НН*, нагрузка *НГ*, потребители собственных нужд *СН*, транс-

форматор связи $Т$, котлы $К_Т$, турбины $Тб$, питательная вода $ПВ$. Блоки генератор — трансформатор (один из них показан пунктиром) обычно появляются на действующих ТЭЦ при их расширении агрегатами мощностью 100—250 МВт. Блочная схема принимается также при проектировании новых мощных ТЭЦ с крупными агрегатами.

Генераторное напряжение ТЭЦ с поперечными связями принимается равным 6 или 10 кВ. На этих напряжениях осуществляется электроснабжение местных потребителей. Трансформаторы связи обеспечивают выдачу избыточной мощности в систему и резервирование питания местной нагрузки при дефиците генераторной мощности. На ТЭЦ блочного типа вырабатываемая электроэнергия, как правило, выдается в сети повышенных напряжений (110—220 кВ) и частично в местную сеть 6—10 кВ через разделительные трансформаторы 20/6—10 кВ, подключаемые ответвлением к выводам генераторов, а мощность трансформаторов блоков согласуется с мощностью генераторов и значением отбора мощности на генераторном напряжении.

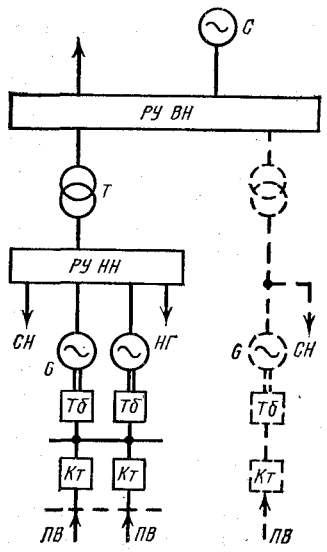


Рис. 8.2. Структурная схема ТЭЦ

Выбор трансформаторов. Теплоэлектроцентрали с поперечными связями обычно проектируют так, чтобы мощность генераторов превышала мощность нагрузки генераторного напряжения. В практике, однако, встречаются случаи, когда генераторы ТЭЦ не покрывают местную нагрузку, и станция нормально потребляет электроэнергию из энергосистемы. Такая ситуация может возникнуть при быстром незапланированном росте нагрузки на генераторном напряжении.

На электростанциях первого типа, когда в энергосистему выдается избыточная мощность, принципиально возможна установка одного трансформатора связи с системой,

если предельная выдаваемая мощность не превышает резервную мощность в системе и если отказ трансформатора не приводит к ограничению отпуска пара тепловым потребителям из-за возможного несоответствия местной электрической нагрузки и выработки электроэнергии на тепловом потреблении. На ТЭЦ, как правило, устанавливают два трансформатора. Суммарную мощность трансформаторов выбирают по условию:

$$S_т \approx |\underline{S}_{г,уст} - \underline{S}_{СНmax} - \underline{S}_{нгmin}|, \qquad (8.6)$$

где $S_{г,уст}$ — установленная мощность генераторов, МВ·А; $S_{СНmax}$ — нагрузка собственных нужд при максимальной нагрузке генераторов, МВ·А; $S_{нгmin}$ — минимальная (по суточному графику) нагрузка потребителей генераторного напряжения, МВ·А.

В формулу (8.6) полные мощности должны быть подставлены в виде комплексов $\underline{S}=P+jQ$.

При выборе мощности трансформаторов учитывают следующее:

а) трансформаторы, как правило, не должны перегружаться при нормальном режиме работы по диспетчерскому (т. е. заданному диспетчером системы) графику нагрузки;

б) при выходе из строя одного трансформатора (отказ, ревизия, ремонт) второй длительно не должен перегружаться, для чего возможны снижение выдачи мощности ТЭЦ в систему вплоть до мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении, и мобилизация диспетчером системы мощности на других электростанциях;

в) трансформаторы связи должны быть рассчитаны на режим бесперебойного питания нагрузки генераторного напряжения при выходе из строя наиболее мощного генератора;

г) конкретная энергосистема, в которую будет входить ТЭЦ, с учетом местных условий и наличия резерва мощности на других электростанциях может снять жесткое требование о выдаче всей избыточной мощности во время минимума нагрузки (ночные часы), оставив требование выдачи всей избыточной мощности только в дневные и вечерние часы (утренний и вечерний максимумы нагрузки энергосистемы).

На станциях второго типа (с частичным питанием на-

грузки генераторного напряжения от энергосистемы) обычно устанавливают два трансформатора связи. Мощность трансформаторов выбирают из условий их работы без перегрузки в нормальном режиме и работы с допустимой аварийной перегрузкой при отказе одного наиболее мощного генератора или одного трансформатора связи. Последнее условие можно выразить так:

$$S_{\text{т}} \geqslant \frac{S_{\text{деф,нб}}}{K_{\text{п,ав}}}, \qquad (8.7)$$

где $S_{\text{деф,нб}}$ — наибольший расчетный дефицит мощности ТЭЦ при максимуме нагрузки на генераторном напряжении и отказе одного из генераторов или трансформаторов; $K_{\text{п,ав}}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформаторов.

При выборе мощности трансформаторов в ряде случаев учитывают возможность ограничения питания потребителей III категории при авариях.

Вопрос о систематических перегрузках трансформаторов связи при проектировании ТЭЦ, как правило, не рассматривается. Он возникает только в условиях эксплуатации, когда нагрузка становится отличной от расчетной. При этом используются кривые нагрузочной способности трансформаторов (согласно ГОСТ 14209—69).

Мощность блочных трансформаторов на ТЭЦ блочного типа без нагрузки на генераторном напряжении выбирают по выражению

$$S_{\text{т}} \geqslant |\underline{S}_{\text{г,уст}} - \underline{S}_{\text{СН}max}|. \qquad (8.8)$$

Схемы электрических соединений на генераторном напряжении. На генераторном напряжении ТЭЦ обычно применяют следующие схемы: с одной секционированной системой сборных шин (с двумя-тремя секциями), с одной секционированной системой сборных шин кольцевого типа (схема кольца) или с уравнительной системой шин (схема звезды), с двумя системами сборных шин и с одним выключателем на присоединение (с двумя — четырьмя секциями), а при большом числе генераторов также различные модификации этих схем.

По условиям электродинамической стойкости электрооборудования на каждую секцию, как правило, подключают (коммутируют) генераторы мощностью не выше 60 МВт при генераторном напряжении 6 кВ и не выше 100 МВт при 10 кВ.

С учетом включенных трансформаторов связи ТЭЦ с энергосистемой это ограничение позволяет иметь на сборных шинах приемлемый уровень токов КЗ. В случае необходимости дополнительного ограничения уровня токов КЗ на ТЭЦ устанавливают секционные реакторы. В существующих типовых схемах ТЭЦ мощность КЗ на сборных шинах не превышает 750—900 МВ·А при напряжении 6 кВ и 1500—1800 МВ·А при 10 кВ, а у потребителей — соответственно 200 и 350 МВ·А.

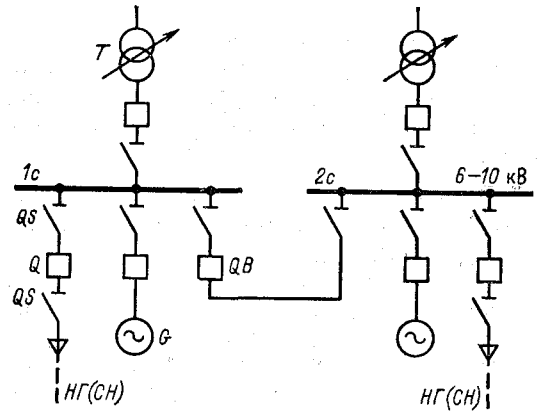


Рис. 8.3. Схема с одной секционированной системой сборных шин

Из-за возможности реверсивного режима работы трансформаторы связи ТЭЦ с системой выбирают с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Схема с одной секционированной системой сборных шин. Схема с двумя секциями (*1с* и *2с*), объединенными через секционный выключатель *QB*, показана на рис. 8.3. В цепях линий установлены выключатели *Q*, а также шинные и линейные разъединители *QS*. Схема проста, наглядна и обеспечивает достаточную надежность питания потребителей, если каждый из них связан с ТЭЦ двумя линиями, подсоединенными к разным секциям. Разъединители слу-

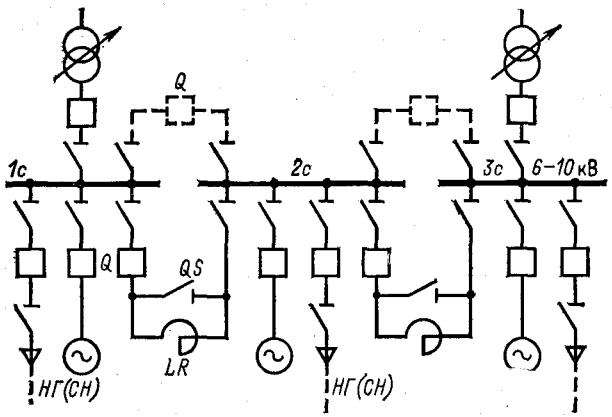


Рис. 8.4. Схема с одной секционированной системой сборных шин, с секционными реакторами и шунтирующими разъединителями (выключателями)

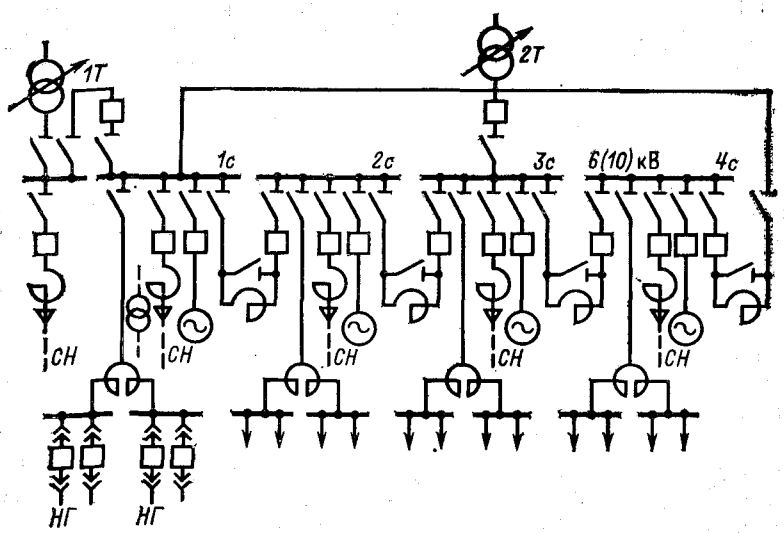


Рис. 8.5. Схема кольца

жат для обеспечения видимого разрыва при ремонтных работах и не являются оперативными элементами. Блокировка между разъединителями и выключателями проста, ошибочные операции с разъединителями при исправной блокировке практически исключены. Недостатком схемы является потеря источников, присоединенных к секции, при КЗ на секции, ремонте сборных шин секции или любого из ее шинных разъединителей. При большем числе генераторов схема выполняется с тремя секциями. Схема применяется при числе присоединений на секцию шесть — восемь. При большем числе присоединений используют схемы с двумя системами сборных шин. Отметим, что на рис. 8.3 и на последующих рисунках показаны схемы подключения собственных нужд ТЭЦ для случая, когда генераторное напряжение равно 6 кВ. При генераторном напряжении 10 кВ питание собственных нужд осуществляется с помощью трансформаторов 10/6 или 10/3 кВ (на старых ТЭЦ), подключенных по тем же схемам.

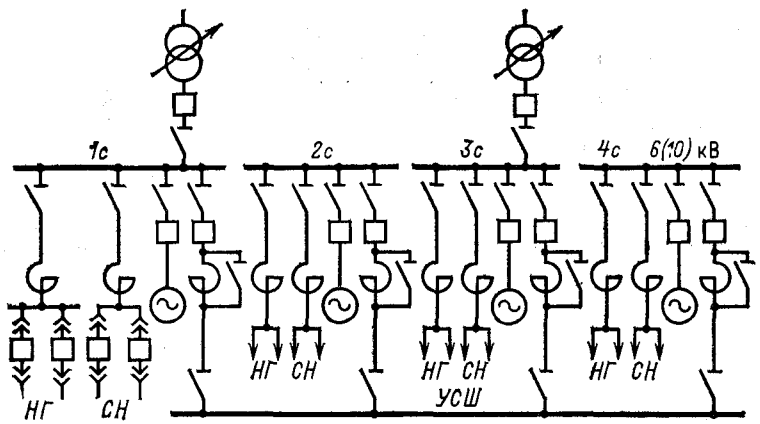


Рис. 8.6. Схема звезды

Для ограничения уровня токов КЗ на ТЭЦ применяют секционные реакторы. Схема с тремя секциями и двумя секционными реакторами (*LR*) дана на рис. 8.4. Для выравнивания напряжения на секциях сборных шин и улучшения условий питания нагрузки при отключении любого

генератора (трансформатора) в схеме предусмотрены шунтирующие разъединители *QS* или выключатели *Q* (показаны пунктиром). Последнее решение связано с большими затратами, но делает схему более маневренной. Шунтирование секционных реакторов допускается в тех случаях, когда после их шунтирования расчетный уровень токов КЗ не превосходит допустимый для электрооборудования.

Схема кольца. В схеме кольца, показанной на рис. 8.5,

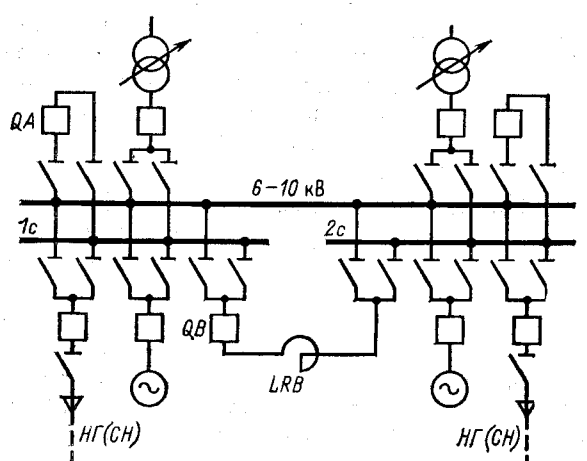


Рис. 8.7. Схема с двумя системами сборных шин (рабочая система разделена на две секции)

имеются четыре секции, соединенные с помощью секционных выключателей и реакторов. Для шунтирования секционных реакторов предусмотрены шунтирующие разъединители. Трансформаторы связи подключены симметрично к секциям *1с* и *3с*. Нагрузка получает питание через групповые сдвоенные реакторы, а собственные нужды — по реактированным линиям с самостоятельными одинарными реакторами. Для надежного резервирования питания собственных нужд предусмотрена специальная промежуточная сборка между первой секцией и первым трансформатором связи *1Т*. Секционные реакторы рассчитывают на режим питания нагрузки секции при выходе из строя генератора

секции или трансформатора связи, а также на режим выдачи избыточной мощности с секции при отказе одного элемента (трансформатора связи, секционного выключателя).

Схема звезды. Схема звезды, показанная на рис. 8.6, имеет четыре секции, соединенные между собой с помощью уравнительной системы шин *УСШ* и реакторов. Предусмотрена возможность шунтирования реакторов разъединителями. Нагрузка и собственные нужды ТЭЦ питаются по отдельным реактированным линиям. Реакторы уравнительной системы шин рассчитываются на режим питания секции при выходе из строя одного из питающих ее элементов (генератора, трансформатора связи) и на режим выдачи избыточной мощности секции в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах.

Использование схемы звезды связано с более сложными конструктивными решениями, чем при схеме кольца, поэтому в отечественной практике она не нашла широкого применения.

Схема с двумя системами сборных шин и с одним выключателем на цепь. На генераторном напряжении ТЭЦ широкое распространение нашли схемы с двумя системами сборных шин (рабочей и резервной) и с секционированием рабочей системы шин на две — четыре секции. При двух-трех секциях применяется прямолинейная система шин (рис. 8.7); при четырех секциях рабочая секционированная система шин соединяется в кольцо. Резервная система шин, как правило, не секционируется. В схеме кроме секционных выключателей имеются так называемые шиносоединительные выключатели *QA*, наличие которых позволяет отказаться от установки выключателей или разъединителей, шунтирующих секционные реакторы. Нагрузки и собственные нужды питаются от сборных шин отдельными линиями. При необходимости эти линии дополнительно реактируются. Каждое присоединение подключается к сборным шинам с помощью двух разъединителей, один из которых нормально отключен. Шинные разъединители являются не только ремонтным, но и оперативным элементом, что снижает надежность работы распределительного устройства генераторного напряжения (ГРУ), выполненного по такой схеме.

Достоинствами схемы с двумя системами сборных шин

являются возможность ремонта любой секции и резервной системы шин без перерыва питания потребителей и возможность ремонта любого шинного разъединителя с отключением лишь одного присоединения соответствующей цепи (остальные присоединения переводятся на другую систему шин). При повреждении на секции ее потребители теряют питание только на время переключения оперативным персоналом соответствующих присоединений на резервную систему шин. Наличие шиносоединительных выключателей позволяет: переводить любые присоединения с рабочей системы шин на резервную без их отключения; заменять в случае необходимости выключатели присоединений шиносоединительными выключателями; отключать шиносоединительным выключателем любое присоединение данной секции, если оно по какой-либо причине не может быть отключено своим выключателем (утечка масла из выключателя, отказ привода и т. п.). Перечисленные качества схемы способствуют повышению надежности электроснабжения потребителей.

Однако схема с двумя системами сборных шин имеет ряд недостатков: РУ, выполненное по этой схеме, конструктивно сложнее и дороже, чем при схеме с одной системой сборных шин; значительно усложняются блокировки между выключателями и разъединителями. Использование шинных разъединителей в качестве оперативных элементов, несмотря на наличие блокировок, приводит к авариям из-за ошибочных действий персонала, что снижает надежность схемы и соответствующего РУ в целом.

Схема с двумя системами сборных шин применяется при большом числе присоединений на секцию (более 6—8). Ее применение особенно оправдано в тех случаях, когда потребители питаются по нерезервируемым линиям.

При проектировании схем электрических соединений и разработке конструкций РУ возникает проблема ограничения уровней токов короткого замыкания.

На генераторном напряжении ТЭЦ для ограничения токов КЗ в основном применяют реакторы и частично раздельную работу агрегатов.

Секционные реакторы ограничивают ток КЗ во всей сети генераторного напряжения, включая сборные шины, а линейные реакторы — только в распределительной сети.

Линейные реакторы имеют существенно меньшие номинальные токи, чем секционные реакторы, но обладают большей токоограничивающей способностью, так как реактивность реактора, Ом, обратно пропорциональна номинальному току:

$$x_{\text{р}} = x_{*\text{р(н)}} \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{ном}}} .$$

При проектировании ТЭЦ в первую очередь рассматривается возможность ограничения токов КЗ в сети с помощью одних секционных реакторов. При недостаточном токоограничении секционных реакторов рассматриваются варианты дополнительной установки линейных реакторов или, что оправдано в отдельных случаях, отказ от секционных реакторов и установка одних линейных реакторов. В качестве секционных обычно используют одинарные реакторы, а в качестве линейных — одинарные и сдвоенные реакторы.

Номинальный ток секционных реакторов по отношению к номинальному току генератора (генераторов) секции обычно принимается равным: в схеме с прямолинейными системами сборных шин 60—80 %, в схеме кольца 50—60 %, в схеме звезды 90—100 %. Практически на ТЭЦ средней и большой мощности номинальный ток секционных реакторов составляет 1,5—4 кА. Индуктивные сопротивления реакторов в указанных схемах принимаются равными соответственно 8—12, 8—12 и 5—8 %. Потеря напряжения в линейных реакторах в нормальном режиме

$$\Delta U_{*\text{р}} \approx I_{*\text{р}} x_{*\text{р}} \sin \varphi_{\text{нг}},$$

как правило, не должна превышать 2—3 %.

Допустимый уровень токов КЗ в распределительной сети лимитируется одним из четырех условий:

а) отключающей способностью линейных (сетевых) выключателей, установленных на ТЭЦ;

б) термической стойкостью кабелей головного участка распределительной сети;

в) отключающей способностью сетевых выключателей, установленных у потребителей;

г) термической стойкостью кабелей распределительной сети у потребителей.

Рекомендации ограничивать ток КЗ во всех случаях, независимо от конкретных условий электроустановки, по условию «а» или «г» дают крайние, не всегда оптимальные решения. В общем случае целесообразный уровень токов КЗ можно найти на основе технико-экономического анализа вариантов и минимизации функции полных расчетных затрат с учетом возможного ущерба

$$У = У_1 + У_2 + У_3 + У_4, \qquad (8.9)$$

где $У_1$ — ущерб от перерывов электроснабжения; $У_2$ — ущерб от нарушений устойчивости двигательной нагрузки в переходных процессах при принятии глубокого ограничения уровня токов КЗ в сети; $У_3$ — ущерб от замены поврежденных термически нестойких кабелей при принятии повышенного уровня токов КЗ; $У_4$ — ущерб от снижения качества напряжения у потребителей при различной степени реактирования сети или ущерб из-за необходимости установки дополнительных устройств регулирования напряжения в сети.

При значительной доле ответственной двигательной нагрузки, требующей повышенной надежности электроснабжения, и при малой длине кабелей распределительной сети целесообразно идти на повышенный уровень токов КЗ и выбирать реакторы по условию «а». В случаях дорогостоящей кабельной сети (особенно в центральных районах крупных городов) и малой отключающей способности сетевых выключателей определяющими являются условия «г» и «в».

Если необходимо значительно ограничить ток КЗ в сети, то применяют одинарные линейные реакторы на каждой линии; номинальный ток реактора берут равным 0,15—0,6 кА, а реактивность 3—6 %. При этом рекомендуется схема с такой последовательностью соединения элементов: шины — реактор — выключатель — линия. На расширяющихся ТЭЦ с уже имеющимся распределительным устройством может применяться другая схема включения: шины—выключатель — реактор — линия. В этой схеме выключатель в соответствии с ПУЭ проверяют по току КЗ за реактором. Поэтому он может быть поврежден при отключении КЗ в реакторе или на перемычке между реактором и выключателем. Подобные случаи наблюдались в практике

эксплуатации, вследствие чего трансформаторы тока для релейной защиты линии целесообразно устанавливать не между выключателем и реактором, как это выполнено в ряде типовых схем, а за реактором. При этом необходимо только обеспечить стойкость выключателя к сквозным токам КЗ и соответствующим образом выполнить защиту шин.

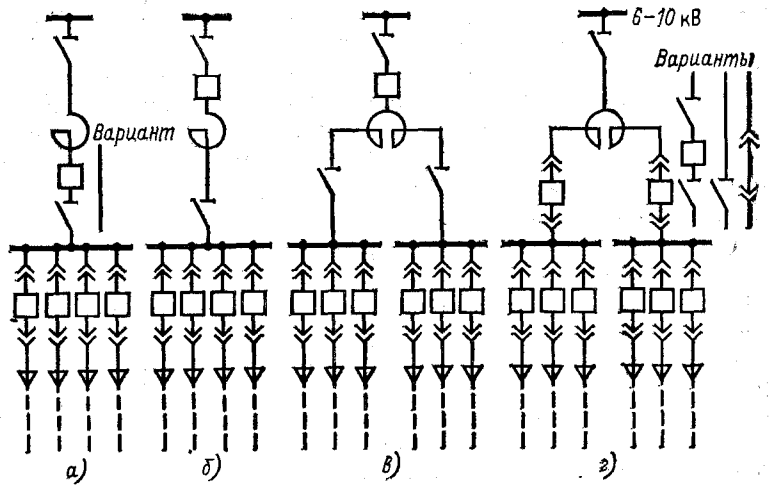


Рис. 8.8. Схемы включения групповых реакторов

Допускается подключение к реактору двух кабельных линий одного потребителя (II категории) или двух кабельных линий различных потребителей. В первом случае каждую кабельную линию присоединяют через отдельный разъединитель, во втором — через отдельный разъединитель или выключатель нагрузки.

При значительном числе кабельных линий с небольшой передаваемой мощностью применяют групповое реактирование с использованием одинарных или сдвоенных реакторов, как показано на рис. 8.8. Следует отметить, что схема рис. 8.8, *а* может быть выполнена без установки группового выключателя и разъединителя после реактора, а в схеме рис. 8.8, г вместо групповых выключателей могут быть установлены групповые разъединители.

Применение группового реактирования позволяет упростить и удешевить конструкцию распределительных устройств, уменьшить число присоединений к сборным шинам, повысить надежность работы электроустановки. Однако при групповом реактировании короткие замыкания на любой линии приводят к резкому снижению или полной потере напряжения на всех линиях данной группы на время до отключения КЗ и к пониженному напряжению при последующем самозапуске двигателей. Указанное обстоятельство делает оправданным в ряде случаев индивидуальное реактирование линий ответственных потребителей.

Одинарные групповые реакторы обычно принимаются с номинальным током 0,6—2 кА и реактивностью 6—10 %, групповые сдвоенные реакторы — с номинальным током одной ветви 1—3 кА и реактивностью 6—15 %.

Схемы электрических соединений РУ повышенных напряжений. Для РУ повышенных напряжений ТЭЦ (35 кВ и выше) в зависимости от числа цепей и ответственности ТЭЦ обычно применяют следующие схемы электрических соединений: блок трансформатор — линия (с выключателем или без выключателя); схема ответвлений от проходящих линий 35—110 кВ; схемы мостиков; схемы многоугольников (треугольник, четырехугольник); схема с одной секционированной системой сборных шин; схема с одной секционированной системой сборных шин и с обходной; схема с двумя системами сборных шин; схема с двумя несекционированными системами шин и с обходной. Обходная система сборных шин применяется в РУ напряжением 110 кВ и выше. Могут применяться также и другие схемы, рекомендованные НТП для тепловых электростанций.

Блочная схема подключения ТЭЦ может быть применена при связи электростанции одной или двумя линиями с узловой подстанцией энергосистемы (тупиковое расположение ТЭЦ). Схема проста и экономична, но отказ в работе любого элемента приводит к отключению всего блока. В целях экономии в ряде случаев возможно отказаться от установки выключателя на стороне высшего напряжения, заменив его отделителем. При недостаточной чувствительности релейной защиты узловой подстанции к повреждениям в трансформаторе связи со стороны обмотки высшего напряжения этого трансформатора устанавливают в одной фазе (в сетях 110 кВ и выше) или в двух фазах (в сетях 35 кВ) короткозамыкатели, которые включаются под действием защиты трансформатора и таким образом увеличивают ток КЗ в линии. В последнее время находит применение схема передачи отключающего импульса от защиты трансформатора на выключатель узловой подстанции с использованием телеканала. При такой схеме ускоряется процесс отключения повреждения и нет необходимости увеличивать токи КЗ в линии.

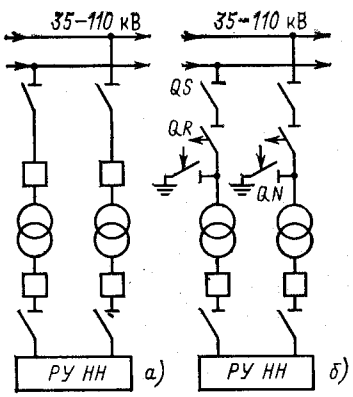


Рис. 8.9. Схемы ответвлений от проходящих линий

Схема ответвлений от проходящих линий (рис. 8.9) применяется на ТЭЦ при напряжениях до 110 кВ. При напряжении 220 кВ применение такой схемы требует дополнительных обоснований. Схема достаточно проста и экономична, так как ее использование связано с установкой только двух выключателей (рис. 8.9, *а*) или двух отделителей (рис. 8.9, *б*). Однако надежность связи ТЭЦ с системой здесь зависит от надежности работы проходящих линий.

Схема мостика применяется в двух исполнениях: с установкой выключателей со стороны линий (рис. 8.10, *а*) и с установкой выключателей со стороны трансформаторов (рис. 8.10, *б*). Первое исполнение предпочтительно при тупиковом расположении электростанции или при присоединении ее к проходящим линиям, второе — при наличии транзита мощности по линиям, а также в случаях частых отключений одного из трансформаторов, что связано, например, с резкой неравномерностью суточного графика нагрузки. Чтобы и при ремонте выключателя перемычки транзит мощности по линиям не прерывался, в схеме рис. 8.10, *б* возможна установка ремонтной перемычки из двух разъединителей. Эта перемычка позволяет также сохранить в работе трансформатор при ремонте его выключателя.

Схемы многоугольников (рис. 8.11) обладают повышен-

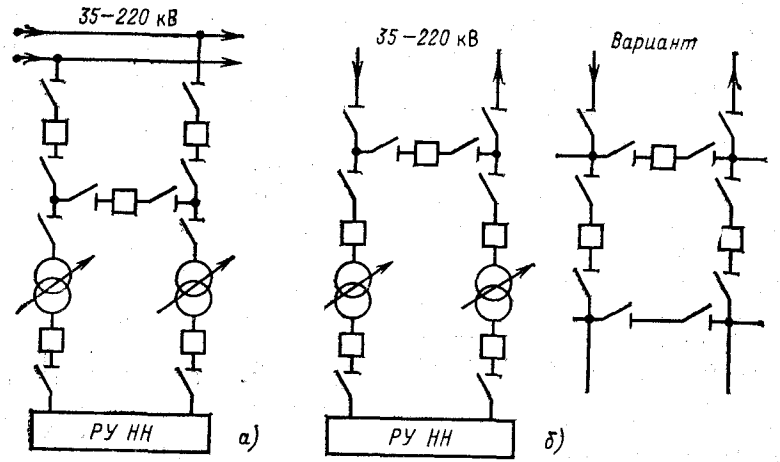


Рис. 8.10. Схемы мостиков

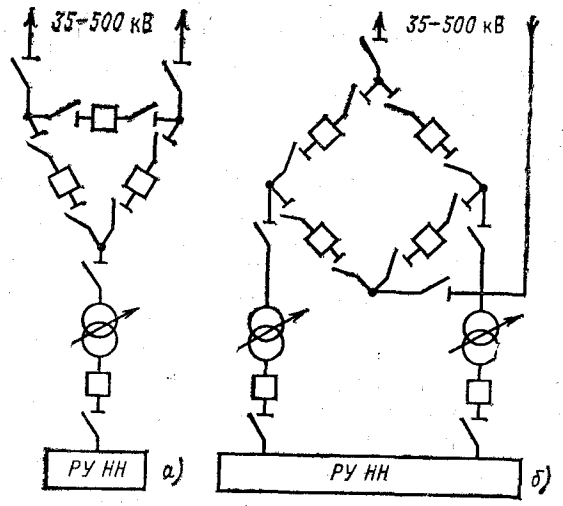


Рис. 8.11. Схемы многоугольников:
а — треугольник; *б* — четырехугольник

ной технической гибкостью. Число выключателей здесь соответствует числу присоединений, однако отключение любого поврежденного элемента (трансформатора, линии) производится двумя выключателями, причем все остальные элементы остаются в работе. Очевидно, такие схемы особенно удобны при наличии транзита по линиям связи ТЭЦ с энергосистемой. Следует отметить, что кроме приведенных схем на ТЭЦ могут применяться также схемы пяти- и шестиугольников.

Схемы многоугольников имеют и определенные недостатки: снижается надежность работы при ремонте любого выключателя, так как в этом случае происходит разрыв многоугольника; возникают определенные затруднения с настройкой релейной защиты; возникают некоторые конструктивные трудности в случае расширения РУ.

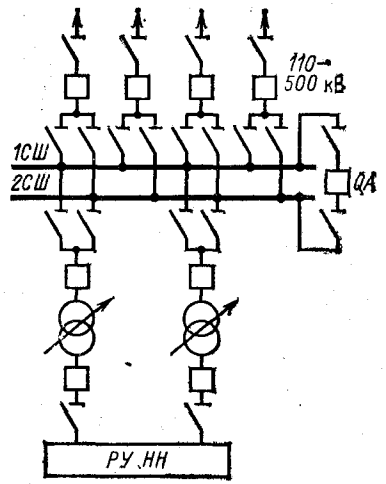


Рис. 8.12. Схема с двумя несекционированными системами сборных шин и с одним выключателем на цепь

Схема с двумя несекционированными системами сборных шин и с одним выключателем на цепь (рис. 8.12) применяется при относительно небольшом числе присоединений (6—10). Нормально обе системы шин находятся под напряжением, и шиносоединительный выключатель включен; питающие элементы и линии примерно поровну распределяются между системами шин (фиксированное присоединение элементов). Переток мощности через шиносоединительный выключатель при этом мал, и выключатель фактически выполняет функции секционного выключателя. В случаях ремонта одной системы шин или любого шинного разъединителя все присоединения переводятся на другую (исправную) систему шин, хотя надежность работы РУ в этом режиме понижается.

Схема с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой (рис. 8.13, *а*), обеспечивая достаточную простоту и надежность распредустройства, нашла применение при напряжениях 110—220 кВ. Применяя эту схему, можно, используя обходной выключатель *Q* и обходную систему шин *ОСШ*, выводить в ремонт выключатель

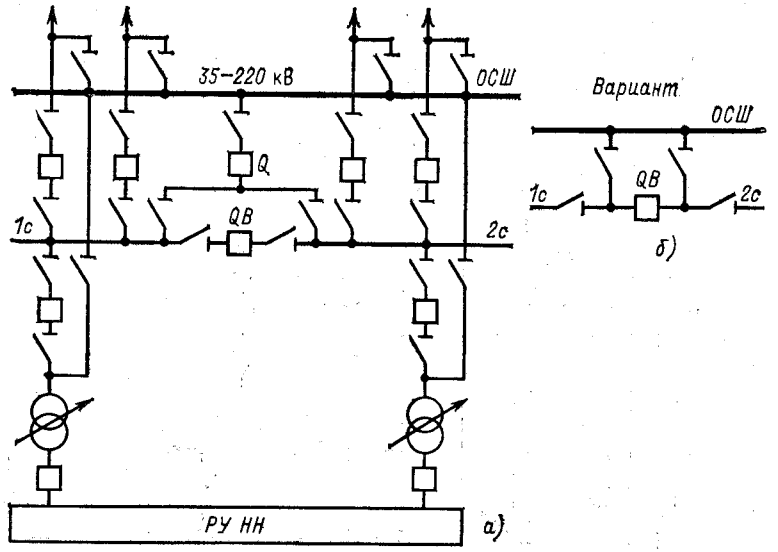


Рис. 8.13. Схема с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой

любого присоединения без разрыва цепи тока. Нормально обходная система шин обесточена. При необходимости вывода в ремонт выключателя какого-либо присоединения обходная система шин опробуется путем подачи напряжения с соответствующей секции сборных шин обходным выключателем. При исправности *ОСШ* обходной выключатель отключают, далее к *ОСШ* подключают обходной разъединитель данного присоединения и вновь включают обходной выключатель, затем отключают выключатель присоединения и его шинный и линейный разъединители.

При небольшом числе присоединений допускается совмещение функций секционного и обходного выключателей

(рис. 8.13, *б*). Однако это приводит к понижению надежности работы установки. В остальном схема обладает качествами схемы с одной секционированной системой сборных шин.

Схема с двумя несекционированными системами сборных шин и с обходной системой (рис. 8.14) применяется на мощных ТЭЦ со значительным числом присоединений. При

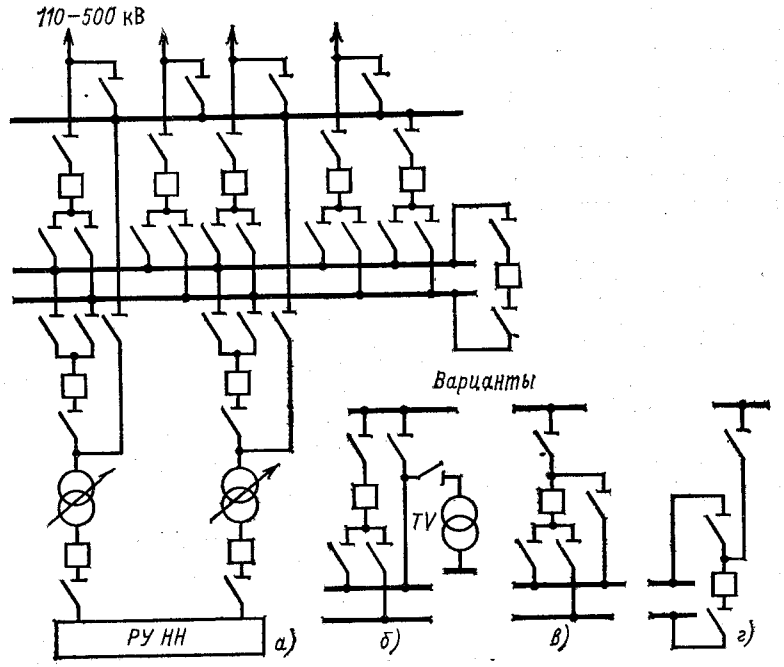


Рис. 8.14. Схема с двумя несекционированными системами сборных шин и с обходной системой:

а — основная схема; *б—г* — варианты схемы

необходимости одна или обе системы шин, а также обходная система шин могут быть секционированы. Нормально имеет место фиксированное присоединение элементов; шиносоединительный выключатель включен, а обходная система шин обесточена. Замена выключателя производится

в той же последовательности, как и в предыдущей схеме. При ремонте одной системы сборных шин или ее шинных разъединителей все присоединения переводятся на другую систему сборных шин.

Предложено несколько вариантов совмещения функций шиносоединительного и обходного выключателей (рис. 8.14, *б—г*), что допустимо, если число присоединений невелико. Во всех вариантах предусматривается дополнительная перемычка. В частности, в варианте на рис. 8.14, *б* дополнительная перемычка устанавливается в ячейке шинного трансформатора напряжения *TV*; в варианте на рис. 8.14, *в* предусмотрена перемычка от обходного выключателя к одной из рабочих систем шин; в варианте на рис. 8.14, *г* перемычка устанавливается между шиносоединительным выключателем и обходной системой шин. В последнем варианте обходная система шин может быть подсоединена через выключатель только к одной системе шин; лучшим же по конструктивным соображениям следует считать вариант на рис. 8.14, *б*.

Во всех вариантах использование шиносоединительного выключателя в качестве обходного приводит к необходимости перевода всех присоединений на одну систему шин или к раздельной работе присоединений в данном РУ электростанции и их связи через электрическую сеть. Практика эксплуатации РУ показывает, что схемы с совмещением функций обходного и шиносоединительного выключателей из-за сложности блокировок и снижения надежности работы распредустройств себя не полностью оправдали, и их применение требует тщательного анализа конкретных условий электроустановки.

Также не оправдали себя из-за сложности переключений в первичных и вторичных цепях предложения о последовательном включении шиносоединительного и обходного выключателей для повышения надежности работы распредустройств электроустановок.

8.3. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Конденсационные электростанции проектируются с агрегатами мощностью в 100, 150, 200, 300, 500, 800 и 1200 МВт и с номинальным напряжением генераторов от 10,5 до 24 кВ. Основными агрегатами на большинстве сооружаемых в настоящее время КЭС приняты агрегаты мощностью 300, 500 и 800 МВт. Установленная мощность типовых электростанций принимается равной 2400, 4000, 6400 МВт. Ввод в работу таких электростанций возможен только в мощных энергосистемах.

Агрегаты мощностью 100—1200 МВт с промежуточным перегревом пара работают по блочной схеме котел — турбина — генератор — трансформатор. Агрегаты мощностью 100 МВт без промежуточного перегрева пара могут работать по полублочной схеме с поперечными связями по пару и питательной воде.

Конденсационные электростанции всю вырабатываемую энергию, за исключением энергии, потребляемой на собственные нужды, выдают в сеть повышенного напряжения. Характерными для КЭС являются также большие номинальные токи генераторов (5,5—22 кА) и повышенный уровень токов КЗ в сетях как генераторного, так и повышенных напряжений. КЭС могут работать по свободному, т. е. не лимитированному тепловыми отборами, графику нагрузки, но так же как и ТЭЦ, имеют низкую режимную маневренность и мобильность.

Схемы на генераторном напряжении. Электрическая схема КЭС на генераторном напряжении строится по блочному принципу с питанием собственных нужд блока от сети генераторного напряжения. Параллельная работа блоков осуществляется на повышенном напряжении. С учетом наличия оборудования и ограничений, налагаемых энергосистемой, блоки выполняются простыми или укрупненными, с двухобмоточными трансформаторами или с трансформаторами с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а в отдельных случаях и с автотрансформаторами. Применение автотрансформаторов в блоках оправдано только тогда, когда помимо мощности, передаваемой из сети низшего напряжения в сеть высшего напряжения, существует постоянный переток мощности из сети среднего напряже-

ния в сеть высшего напряжения. Варианты блочных схем даны на рис. 8.15.

Для исключения возможности междуфазных КЗ в сети генераторного напряжения соединение генераторов с трансформаторами (автотрансформаторами) блоков, а также ответвления к трансформаторам собственных нужд выполняют закрытыми экранированными токопроводами.

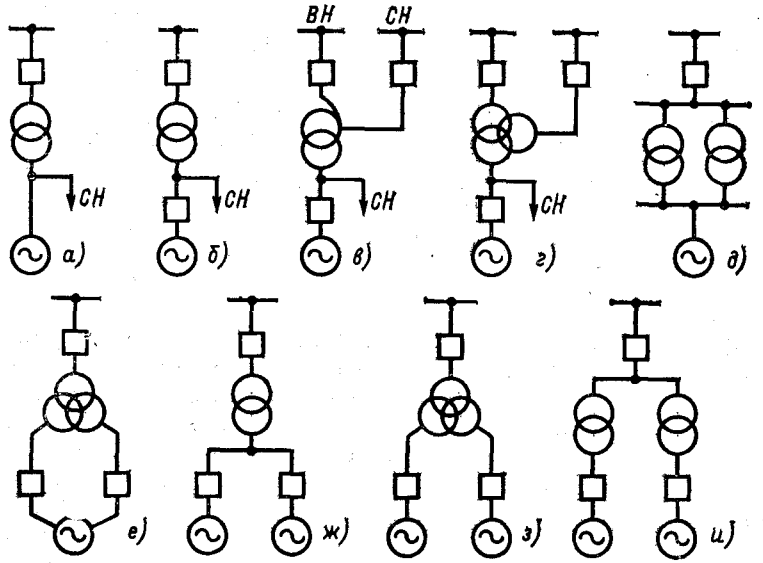


Рис. 8.15. Варианты блочных схем

Мощность трансформаторов (автотрансформаторов) блоков согласовывается с мощностью генераторов. Она должна обеспечивать выдачу всей энергии, вырабатываемой генераторами, за вычетом энергии, потребляемой на собственные нужды, в сеть повышенного напряжения. Мощность двухобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения определяется по (8.8). Номинальная мощность автотрансформаторов блоков должна удовлетворять условию

$$S_{ат} \geqslant \frac{|\underline{S}_{г,уст} - \underline{S}_{СН\,max}|}{k_{тип}}, \qquad (8.10)$$

где $\underline{S}_{СН\,max}$ — нагрузка собственных нужд при максимальной нагрузке генератора; $k_{тип}$ — коэффициент типовой мощности автотрансформатора.

Блочные двухобмоточные трансформаторы применяются без регулирования напряжения под нагрузкой. Автотрансформаторы (как блочные, так и связи) должны иметь устройство регулирования напряжения под нагрузкой (обычно выполняется со стороны выводов СН).

Схемы на повышенных напряжениях. Учитывая ответственную роль КЭС в энергосистемах, к схемам РУ 35—750 кВ КЭС предъявляют (в соответствии с действующими НТП) следующие требования:

а) на электростанциях с агрегатами мощностью 300 МВт и выше повреждение или отказ любого выключателя (за исключением секционного и шиносоединительного) не должно, как правило, приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких электрических линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части;

б) повреждение или отказ секционного или шиносоединительного выключателя, а также совпадение отказа или повреждения одного из выключателей с ремонтом любого другого не должны приводить к отключению более двух энергоблоков и линий, если при этом также сохраняется устойчивая работа энергосистемы или ее части. В отдельных случаях, при специальном обосновании, допускается одновременная потеря более двух блоков мощностью 300 МВт и ниже, если это допустимо по условиям устойчивости энергосистемы или ее части, не приводит к полной остановке электростанции и не нарушает нормальную работу остальных блоков;

в) повреждение или отказ любого выключателя не должно, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух линий) двухцепной транзитной линии напряжением 110 кВ и выше;

г) отключение электрических линий следует производить не более чем двумя выключателями; отключение повышающих трансформаторов, автотрансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд — не более чем тремя выключателями в РУ каждого повышенного напряжения. При других одинаковых условиях предпочтение отдается схеме,

при которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей;

д) секционирование электрической сети выключателями должно обеспечивать требования режима работы энергосистемы (распределение перетоков мощностей, потери энергии, устойчивость и т. п.);

е) должна быть обеспечена возможность ремонта выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и выше без отключения соответствующих присоединений;

ж) при питании от данного распределительного устройства двух пускорезервных трансформаторов собственных нужд блочных электростанций должна быть исключена возможность потери обоих трансформаторов в случае повреждения или отказа любого выключателя, в том числе секционного или шиносоединительного.

При прочих одинаковых условиях предпочтение отдают более простому и экономичному варианту как по конечной схеме, так и по этапам ее развития, с наименьшим числом операций выключателями и разъединителями при режимных и ремонтных переключениях, а также при отключении поврежденных участков в аварийных условиях.

При выборе схемы рекомендуется проверять возможность присоединения одного или нескольких блоков по схеме генератор — трансформатор — линия к шинам районных подстанций с установкой генераторного выключателя, а также с установкой или без установки выключателя со стороны обмотки высшего напряжения трансформатора.

В распредустройствах с небольшим числом присоединений (до четырех) принимают схемы мостика, треугольника, четырехугольника, ответвление от магистральных линий напряжением 220 кВ и выше (при наличии достаточных обоснований). Компоновка распределительных устройств с указанными схемами должна предусматривать возможность перехода на схемы полного развития.

Для РУ 35—220 кВ с большим числом присоединений рекомендуются схемы: две системы шин с обходной (рис. 8.16, *а, б, в*), одна секционированная система шин с обходной (рис. 8.16, *г*), а также блочные схемы ГТЛ (рис. 8,16, *д, е*).

На напряжении 35 кВ обходная система шин не предусматривается. В РУ с двумя системами сборных шин при

числе присоединений менее 12 сборные шины не секционируют; при числе присоединений 12—16 секционируют выключателем на две части одну систему шин; при большем числе присоединений секционируют выключателями на две части обе рабочие системы шин.

Обходная система шин в РУ 110—220 кВ охватывает выключатели всех присоединений. В схеме с одной секционированной системой сборных шин используют отдельные обходные выключатели на каждой секции шин. В схеме с двумя несекционированными системами сборных шин используют отдельный обходной выключатель, в схеме же с секционированием — совмещенные обходной и шиносоединительный выключатели на каждой секции. В закрытых РУ допускается в этом случае иметь отдельные шиносоединительные и обходные выключатели, если их совмещение конструктивно невозможно.

Для РУ 330—750 кВ рекомендуются схемы: блочные ГТЛ — РУ понижающей подстанции; две системы шин с четырьмя выключателями на три цепи (рис. 8.16, *ж*), две системы шин с тремя выключателями на две цепи (рис. 8.16, *з*); блочные схемы ГТЛ с уравнительно-обходным многоугольником (рис. 8.16, *и*); схемы многоугольников с числом присоединений до шести (рис. 8.16, *к*); схемы связанных многоугольников с двумя перемычками с выключателями в них (рис. 8.16, *л*).

При надлежащем обосновании могут применяться и другие схемы. Рассмотрим качества некоторых схем.

В схеме с двумя системами сборных шин и с тремя выключателями на два присоединения (рис. 8.16, *з*) на каждое присоединение приходится 1,5 выключателя. Схема достаточно проста, наглядна и обеспечивает большую надежность работы установки. Однако отключение поврежденных линий и трансформаторов, так же как и в схемах многоугольников, производится двумя выключателями. Схема может выполняться с симметричным и с чередующимся подключением блоков и линий. Последний вариант может обеспечить бóльшую схемную надежность работы РУ, но приводит к более сложным конструктивным решениям. Определенными недостатками таких схем являются отключение значительного числа выключателей при повреждении на сборных шинах и необходимость установки двух выклю-

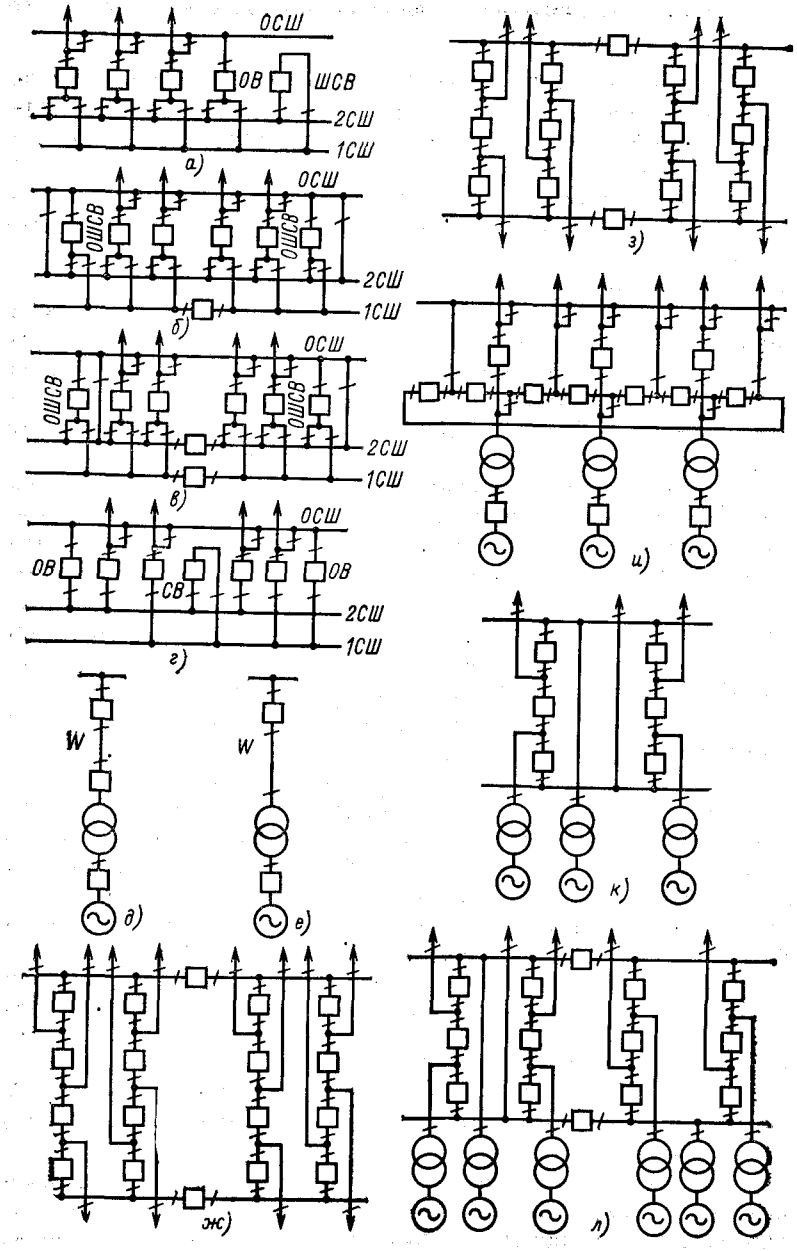


Рис. 8.16. Схемы КЭС на повышенных напряжениях

чателей на последнее присоединение при нечетном числе присоединений. Если число присоединений велико, то первый недостаток частично устраняют, секционируя сборные шины обычно через шесть присоединений.

Схема шестиугольника (рис. 8.16, *к*) обладает качествами, присущими всем схемам многоугольников. Она имеет по одному выключателю на присоединение, но любая поврежденная цепь отключается двумя выключателями. Схема может иметь различные конструктивные решения в зависимости от требований дальнейшего расширения РУ.

Схема двух связанных шестиугольников с выключателями в перемычках (рис. 8.16, *л*) обладает свойствами схем многоугольников. Поврежденные цепи отключаются двумя или тремя выключателями, а поврежденные сборные шины — тремя выключателями. Наиболее тяжелым с точки зрения работы аппаратуры является повреждение секционных выключателей (выключателей в перемычках), требующее отключения четырех выключателей присоединений.

Каждое присоединение (цепь) в схеме с двумя системами сборных шин и с двумя выключателями на цепь защищено двумя выключателями. Отсюда высокая надежность при высокой стоимости РУ, из-за чего в СССР схему применили только на нескольких мощных электростанциях и подстанциях.

Схема генератор — трансформатор — линия (ГТЛ) с уравнительно-обходным многоугольником (рис. 8.16, *и*) обладает качествами блочносвязанных схем. Наличие уравнительного многоугольника обеспечивает связь блоков и позволяет получить необходимое по режиму работы экономичное распределение перетоков мощностей. Поврежденный блок отключается от уравнительного многоугольника с размыканием последнего, но при этом сохраняется электрическая связь между остальными блоками. Повреждение на линии отключается выключателем соответствующего блока или двумя выключателями уравнительного многоугольника. При необходимости любой выключатель РУ может быть выведен в ремонт без перерыва функционирования соответствующих присоединений.

В схеме с двумя системами сборных шин и с четырьмя выключателями на три цепи (рис. 8.16, *ж*) любая поврежденная цепь отключается двумя выключателями, а повреж-

денные сборные шины — двумя и более выключателями в зависимости от числа присоединений к этим шинам и наличия секционирования. Схема имеет практически те же качества и свойства, что и полуторная схема, но меньшее число выключателей на цепь (1,33 вместо 1,5) при более сложной конструкции РУ.

8.4. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Атомные электростанции в значительной степени, особенно в электрической части, подобны тепловым электростанциям. Они отличаются от тепловых электростанций наличием атомного реактора, работающего на атомном топливе, специфическими условиями эксплуатации теплотехнического оборудования и станции в целом, повышенными требованиями к надежности работы оборудования, к контролю и поддержанию установленных санитарных норм и к безопасности обслуживания.

В настоящее время АЭС работают преимущественно как конденсационные электростанции, и их электрические схемы строятся по блочному принципу. При разработке электрической части АЭС учитывается, что эти электростанции:

а) всю вырабатываемую электроэнергию, за исключением расходуемой на собственные нужды, выдают в сети повышенных напряжений;

б) сооружаются, как правило, с мощными агрегатами;

в) требуют повышенной надежности питания системы собственных нужд;

г) недостаточно маневренны и мобильны и не приспособлены к переменному режиму (особенно в случае установки на электростанции реакторов на быстрых нейтронах);

д) могут работать по свободному графику нагрузки;

е) потребляют малое количество топлива (ядерное горючее), что упрощает системы топливоподачи, складского хозяйства и подъездных путей и, как следствие, создает дополнительные территориальные возможности для сооружения РУ;

ж) имеют малые выбросы в атмосферу и поэтому в нормальных условиях практически ее не загрязняют; чистота воздушного бассейна облегчает требования к изоляции открытых РУ;

з) технологически достаточно автономны и при наличии соответствующего источника водоснабжения могут сооружаться в любом месте, в том числе и в труднодоступных районах.

На АЭС устанавливают простые или укрупненные блоки с ответвлением для присоединения трансформаторов собственных нужд. Решение об установке простых или укрупненных блоков в определенной степени зависит от типа реактора и требований к надежности питания собственных нужд.

На повышенных напряжениях принимают электрические схемы высокой надежности, характерные для КЭС, в частности такие, как многоугольники (четырехугольник, пятиугольник, шестиугольник); связанные многоугольники с выключателями в перемычках; две системы шин с обходной системой; две системы шин с тремя выключателями на две цепи (полуторная схема); схема 4/3.

Выбор трансформаторов производится так же, как для КЭС, т. е. по мощности генераторов (блока) с учетом расхода на собственные нужды.

8.5. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Гидроэлектростанции по условиям технологического процесса, режиму работы в энергосистеме, параметрам оборудования, компоновочным решениям существенно отличаются от тепловых электростанций. При разработке электрической части ГЭС учитывают, что эти электростанции:

а) всю вырабатываемую электроэнергию, за исключением расходуемой на собственные нужды, обычно выдают в сети повышенных напряжений;

б) имеют простой технологический процесс с высокой степенью автоматизации;

в) могут работать по свободному графику нагрузки с резкопеременным режимом, покрывая в непаводковый период пиковую и частично полупиковую части графика нагрузки энергосистемы; при необходимости генераторы ГЭС

легко могут быть переведены в режим синхронного компенсатора;

г) высокоманевренны: разворот генераторов, синхронизация и набор нагрузки происходит за 2—5 мин; при необходимости автоматический ввод в работу отключившихся по той или иной причине исправных агрегатов может быть осуществлен за 10—30 с;

д) проектируются на всю расчетную мощность водотока в данном створе реки (канале), поэтому их дальнейшее расширение практически исключается;

е) имеют ограниченные площади (имеются в виду здания ГЭС) для размещения распределительных устройств и электротехнического оборудования; это вынуждает упрощать распределительные устройства генераторного напряжения (если они имеются) и собственных нужд, а распределительные устройства повышенных напряжений располагать на значительном расстоянии от зданий ГЭС (на берегу).

Электрические схемы ГЭС строятся по блочному принципу. Вследствие переменного режима работы ГЭС в системе, высокой маневренности агрегатов и необходимости уменьшения капиталовложений широкое применение получили укрупненные блоки с подключением нескольких генераторов к одному трансформатору или автотрансформатору, а также объединенные блоки. На генераторном напряжении блоков выполняют ответвления для питания собственных нужд. Распредустройства генераторного напряжения для питания местной нагрузки сооружают в редких случаях.

В укрупненных и объединенных блоках с агрегатами мощностью 80 МВт и выше каждый генератор присоединяют через отдельный выключатель, так как отключение генераторов должно производиться выключателями генераторного напряжения, особенно в тех случаях, когда высшее напряжение трансформатора составляет 330 кВ и более.

На ГЭС малой и средней мощности возможна установка одного блока на станцию, если по режиму работы гидротехнических сооружений допустимо аварийное отключение и останов всех гидроагрегатов и если экономически оправдан слив воды через водосброс во время замены поврежденного оборудования.

К схемам электрических соединений распределительных устройств повышенных напряжений ГЭС предъявляются практически те же требования, что и к схемам распределительных устройств КЭС. Согласно действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций главные схемы ГЭС разрабатываются на основании утвержденного проекта развития энергосистемы или утвержденного проекта присоединения ГЭС к энергосистеме. При разработке главных схем учитываются водноэнергетические режимы и условия размещения ГЭС, а также этапы развития распределительных устройств. В проекте развития энергосистемы помимо общих для всех электростанций данных определяют: участие ГЭС в покрытии потребности энергосистемы в реактивной энергии, необходимость работы гидрогенераторов в режиме синхронных компенсаторов, оптимальное значение коэффициента мощности гидрогенераторов по условиям работы энергосистемы, необходимость секционирования схемы и необходимость установки шунтирующих реакторов по условиям устойчивости параллельной работы, пределы регулирования напряжения на автотрансформаторах связи распределительных устройств высшего и среднего напряжений, собственное время отключения выключателей, требования к противоаварийной автоматике, параметры гидрогенераторов (реактивности, механическая постоянная времени, параметры системы возбуждения).

Схема электрических соединений распределительного устройства должна строиться так, чтобы отключение каждой электрической линии с одного конца производилось, как правило, не более чем двумя выключателями; отключение блока и трансформатора собственных нужд — не более чем четырьмя выключателями в РУ повышенного напряжения; отключение трансформатора (автотрансформатора) связи — не более чем четырьмя выключателями в РУ одного напряжения и не более чем шестью выключателями в РУ двух повышенных напряжений; отключение часто отключаемых повышающих трансформаторов — не более чем двумя выключателями.

Нормы технологического проектирования рекомендуют для РУ повышенных напряжений ГЭС в зависимости от числа присоединений выбирать следующие схемы: блока ге-

нератор — трансформатор — линия (с выключателем или без выключателя на стороне высшего напряжения трансформатора), мостика, треугольника, четырехугольника, с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи (полуторная схема), с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три цепи, с двумя системами сборных шин и обходной системой при одном выключателе на цепь (для РУ напряжением 35 кВ и ниже обходная система шин не предусматривается), связанных четырехугольников с выключателями в перемычках, с одной секционированной системой сборных шин и обходной системой (для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается). Применяются также схемы: шестиугольника, связанных шестиугольников с выключателями в перемычках, с двумя системами сборных шин и двумя выключателями на цепь, блочные схемы генератор — трансформатор — линия с уравнительной системой шин или с уравнительным многоугольником. Используются и модификации указанных схем. В случае необходимости сборные шины секционируют. При прочих одинаковых условиях (экономичность, схемная надежность, конструкция ОРУ, защита и блокировка) предпочтение должно отдаваться схемам, при которых отключение поврежденных цепей производится меньшим числом выключателей.

На ГЭС нашли также применение упрощенные схемы электрических соединений с уменьшенным числом выключателей, обладающие в то же время достаточной режимной гибкостью и надежностью. Сюда относятся схема шины — линия (рис. 8.17), схема шины — трансформатор (рис. 8.18), простые и двойные мостики. Ставится вопрос о внедрении на ГЭС выключателей нагрузки генераторного или повышенного напряжения, приспособленных к частым и многочисленным операциям по включению и отключению блоков при переменном режиме работы. Выбор той или иной схемы определяется местными условиями (числом и мощностью агрегатов ГЭС, ролью ГЭС в энергосистеме и режимом ее работы, схемой прилегающих электрических сетей, требованиями к надежности электроснабжения потребителей, расчетными затратами и т. д.).

Выбор мощности блочных трансформаторов так же, как и на КЭС, производится по мощности блока.

В последние годы стала реализовываться намеченная программа строительства гидроаккумулирующих электростанций. В эксплуатации находится Киевская ГАЭС мощностью 225 МВт, сооружаются Загорская (1200 МВт) и Кайшядорская ГАЭС (1200 МВт). Запроектирован ряд других ГАЭС для различных районов страны (Ленинградская, Центральная, Днестровская, Каневская и др.).

ГАЭС позволяют сделать более равномерным график нагрузки прочих электростанций энергосистемы, что особенно важно для АЭС, дающих наибольший экономический эффект при работе в базисной части графика нагрузки энергосистемы.

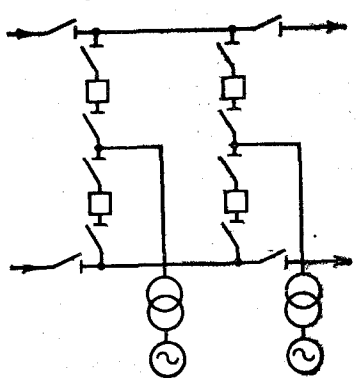


Рис. 8.17. Схема шины — линия

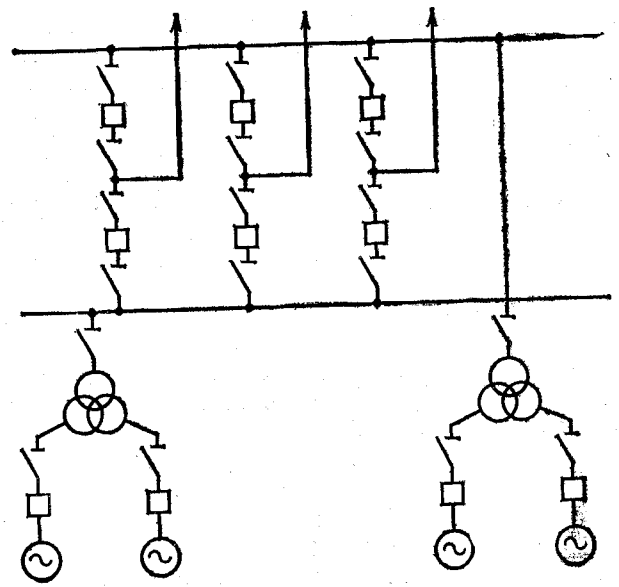


Рис. 8.18. Схема шины — трансформатор

Для ГАЭС характерны турбинный и насосный режимы (ТР и НР), причем агрегаты ГАЭС могут соответственно не только выдавать активную мощность в сеть или потреблять ее из сети, но и выполнять функции, характерные для синхронных компенсаторов, т. е. выдавать или потреблять реактивную мощность. При снижении нагрузки энергосистемы в ночные часы, а также в выходные и праздничные дни ГАЭС работают в насосном режиме (обычно 4—8 ч в сутки), а в период дневного и особенно вечернего максимумов нагрузки энергосистемы — в турбинном режиме. ГАЭС являются высокоманевренными и высокомобильными электростанциями, поэтому могут быть использованы для регулирования частоты в энергосистеме, а также для оперативного ввода генерирующей мощности при аварийных ситуациях в энергосистеме.

Эффективно создание энергетических комплексов, состоящих из близко расположенных АЭС и ГАЭС. Такие комплексы будут созданы, например, на базе Игналинской АЭС и Кайшядорской ГАЭС, а также Ленинградской АЭС и Ленинградской ГАЭС.

Известны три принципиально разные технологические схемы ГАЭС: четырехмашинная с отдельными агрегатами турбина — генератор (Т—Г) и двигатель — насос (Д—Н); трехмашинная с тремя агрегатами на общем валу: турбина — насос — генератор (двигатель) с обратимым агрегатом генератор — двигатель; двухмашинная с обратимым агрегатом (ОА): турбина (насос) — генератор (двигатель) Т(Н) — Г(Д).

На современных крупных ГАЭС наибольшее распространение получили двухмашинные схемы с обратимыми агрегатами и частично, с учетом расчетного напора и местных условий, трехмашинные схемы.

Характерным для двухмашинных ГАЭС с ОА являются пуск агрегатов в насосном режиме и оперативный перевод этих агрегатов из одного режима в другой (ТР ↔ НР). При этом возможны различные способы пуска в насосном режиме:

прямой асинхронный пуск от сети энергосистемы;

пуск с использованием специальных пусковых асинхронных электродвигателей, находящихся на общем валу с ОА;

частотный пуск от специальных статических преобразователей частоты (СПЧ).

Прямой асинхронный пуск наиболее прост, но трудно осуществим, так как требует специального выполнения обратимых агрегатов генератор — двигатель, вызывает повышенные механические нагрузки на агрегаты и отрицательно влияет на параметры режима энергосистемы в процессе пуска. Использование схем с пусковыми двигателями в большинстве случаев менее предпочтительно, чем использование схем частотного пуска от СПЧ. Последние получают все более широкое применение на ГАЭС.

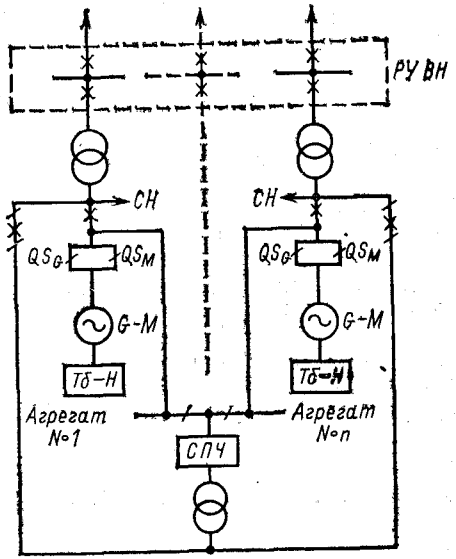


Рис. 8.19. Схема ГАЭС с двухмашинными обратимыми агрегатами

Специфичность режимов и технологических схем ГАЭС сказывается на выборе их главных схем, особенно для двухмашинных ГАЭС с ОА. Пример схемы такой ГАЭС дан на рис. 8.19. Характерным для схемы является блочный принцип построения с использованием простых одиночных блоков (распространены также схемы с укрупненными блоками), наличие двух групп разъединителей генераторного на-

пряжения (QS_G и QS_M) с разным чередованием фаз (возможна установка специальных пятифазных разъединителей) для возможности осуществления реверсивных режимов агрегата, наличие СПЧ с питанием от двух независимых источников и специальной сети для частотного пуска агрегатов. Расчетная мощность СПЧ обычно составляет 8—12 % номинальной мощности обратимого агрегата. В остальном главные схемы ГАЭС, а также их схемы собственных нужд подобны аналогичным схемам ГЭС.

8.6. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанции, как правило, размещаются вблизи центров нагрузок, причем на подстанциях всех категорий обычно устанавливают два трансформатора (автотрансформатора).

Установка одного трансформатора на подстанции допускается, если обеспечивается требуемая степень надежности электроснабжения потребителей.

Выбор мощности трансформаторов производится с учетом характера графиков нагрузки и допустимых систематических и аварийных перегрузок по ГОСТ 14209—69 (см. гл. 5).

С учетом допустимой длительной аварийной перегрузки мощность каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях выбирается

$$S_{\text{т.ном}} \geqslant \frac{S_{\text{нгmax}}}{k_{\text{п,ав}}} = \frac{S_{\text{нгmax}}}{1{,}4} \approx (0{,}65 - 0{,}7)\, S_{\text{нгmax}}, \qquad (8.11)$$

где $S_{\text{нгmax}}$ — максимальная нагрузка подстанции на расчетный период в 5 лет, считая с года ввода в работу первого трансформатора; $k_{\text{п,ав}} = 1{,}4$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

В случае постепенного роста нагрузки допускается установка одного трансформатора в начальный период эксплуатации, если обеспечивается резервирование питания потребителей по сетям среднего и низшего напряжений. Если нагрузка подстанции в динамике развития превысит расчетный уровень, производят, как правило, замену трансформаторов на более мощные.

Аппараты и проводники (ошиновка) в цепях трансформаторов подстанций рассчитывают по номинальному току

и току КЗ с учетом перспективы установки более мощных трансформаторов (следующих по стандартной шкале номинальных мощностей). При выборе номинальных токов аппаратов и проводников учитывают также перегрузочную способность основного оборудования (трансформаторов, реакторов, синхронных компенсаторов).

Трансформаторы и автотрансформаторы принимаются с встроенным регулированием напряжения под нагрузкой. Дополнительная установка линейных регулировочных трансформаторов (автотрансформаторов) для независимого изменения напряжения в различных сетях требует обоснований. При этом учитываются характер нагрузки потребителей, требования к качеству электроэнергии и параметры силовых трансформаторов (автотрансформаторов). При проектировании и сооружении понижающих подстанций предпочтение отдается решениям, связанным с применением освоенных промышленностью комплектных элементов (ячеек, блоков).

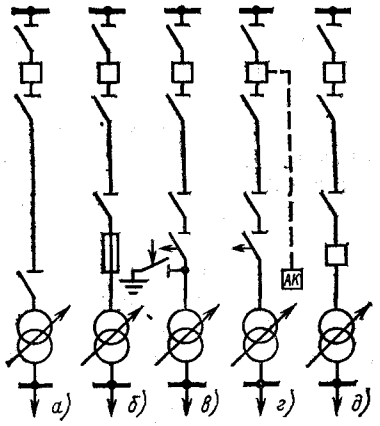


Рис. 8.20. Блочные схемы однотрансформаторных подстанций

Отключение линий должно производиться не более чем двумя выключателями, трансформаторов напряжением до 500 кВ — не более чем четырьмя, а 750 кВ — не более чем тремя выключателями в РУ одного напряжения.

Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения. Электрические подстанции являются наиболее массовыми элементами энергосистем; их число значительно больше числа электростанций. Отсюда следует необходимость упрощения главных схем и удешевления соответствующих РУ подстанций.

Подстанции делят на тупиковые (концевые), ответвительные, проходные и узловые. Однотрансформаторные тупиковые подстанции выполняют по блочной схеме линия — трансформатор с установкой на

Таблица **8.3**

Наименование схемы	Номер рисунка	Применение схем в сетях различного напряжения, кВ					
		35	110	220	330	500	750
Блок (линия — трансформатор) с разъединителем	8.21, *а*	+	+	+	+	—	—
Блок (линия — трансформатор) с предохранителем	8.21, *б*	+	—	—	—	—	—
Блок (линия — трансформатор) с отделителем	8.21, *в*	+	+	+	—	—	—
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	8.21, *г*	+	+	+	—	—	—
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	8.21, *д*	+*	+	+	—	—	—
Сдвоенный мостик с отделителями в цепях трансформаторов	8.21, *е*	—	+	—	—	—	—
Четырехугольник	8.21, *ж*	—	—	+	+	+	+
Расширенный четырехугольник	8.21, *в*	—	—	+	+	—	—
Одна секционированная система шин (до 10 присоединений)	8.21, *и*	+	—	—	—	—	—
Одна секционированная система шин с обходной, с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенными секционным и обходным выключателями (до шести присоединений)	8.21, *к*	—	+	—	—	—	—
Одна секционированная система шин с обходной, с совмещенными секционным и обходным выключателями	8.21, *л*	—	+	+	—	—	—
Одна секционированная система шин с обходной, с отдельными секционным и обходным выключателями	8.21, *м*	—	+	+	—	—	—

Продолжение табл. 8.3

Наименование схемы	Номер рисунка	Применение схем в сетях различного напряжения, кВ					
		35	110	220	330	500	750
Две несекционированные системы шин с обходной (от 7 до 15 присоединений)	8.21, *н*	—	+	+	—	—	—
Две секционированные системы шин с обходной (более 15 присоединений)	8.21, *о*	—	+	+	—	—	—
Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя (до четырех линий при 330—500 кВ и трех при 750 кВ)	8.21, *п*	—	—	—	+	+	+
Трансформаторы — шины с полуторным присоединением линий (до шести линий)	8.21, *р*	—	—	—	+	+	+
Полуторная схема (восемь и более присоединений)	8.21, *с*	—	—	—	+	+	+

* Ремонтная перемычка не предусматривается.

Примечание. Для РУ 150 кВ рекомендуются те же схемы, что и для РУ 110 кВ.

стороне высшего напряжения разъединителя (рис. 8.20, *а*), разъединителя и предохранителя (рис. 8.20, *б*), разъединителя, отделителя и короткозамыкателя (рис. 8.20, *в*) или разъединителя и отделителя с передачей отключающего импульса на выключатель головного участка линии по телеканалу (рис. 8.20, *г*); в отдельных случаях устанавливают выключатель и разъединитель (рис. 8.20, *д*). Аналогичные схемы могут применяться при подключении однотрансформаторных подстанций на ответвление от проходящих линий. В соответствии с НТП подстанций 35—750 кВ разработаны типовые схемы (табл. 8.3, рис. 8.21), позволяющие максимально унифицировать проектные решения. Особенности этих схем описаны в § 8.2—8.5.

Схемы электрических соединений на стороне низшего

напряжения. На стороне низшего напряжения (6—10 кВ) подстанций применяется схема с одной секционированной системой сборных шин. В целях ограничения токов КЗ

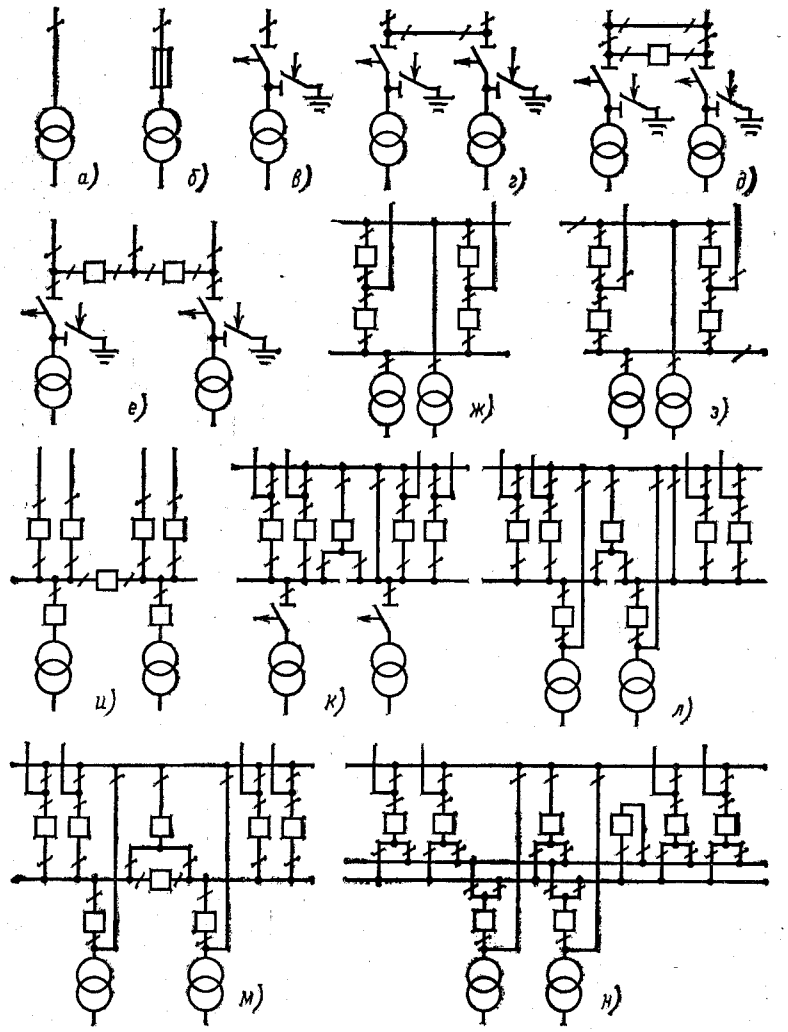


Рис. 8.21. Типовые схемы электрических соединений подстанций на стороне высшего напряжения

обычно принимается раздельная работа секций. При необходимости более глубокого ограничения токов КЗ применяют трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а также одинарные и сдвоенные групповые реакторы, которые устанавливают в цепях трансформаторов. Отходящие линии, как правило, не реактируют. Секционные реакторы на подстанциях из-за отсутствия местных источников энергии малоэффективны и поэтому не применяются.

Допустимый уровень токов КЗ на подстанциях зависит от параметров электрооборудования и распределительной сети. Снижение уровня токов КЗ электрически удаляет потребителей от источников энергии и при прочих одинаковых условиях ухудшает устойчивость работы комплексной нагрузки во время переходных процессов.

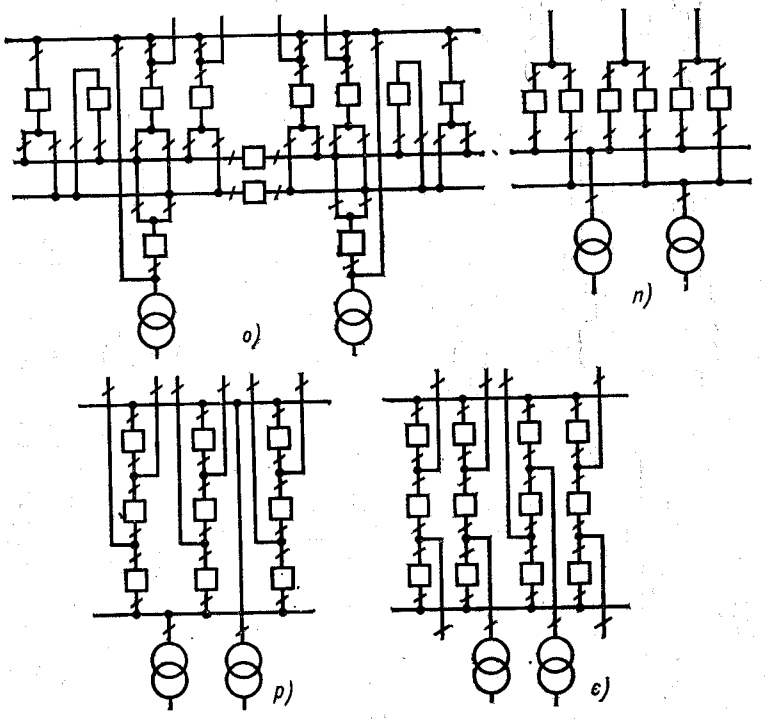


Рис. 8.21. Продолжение

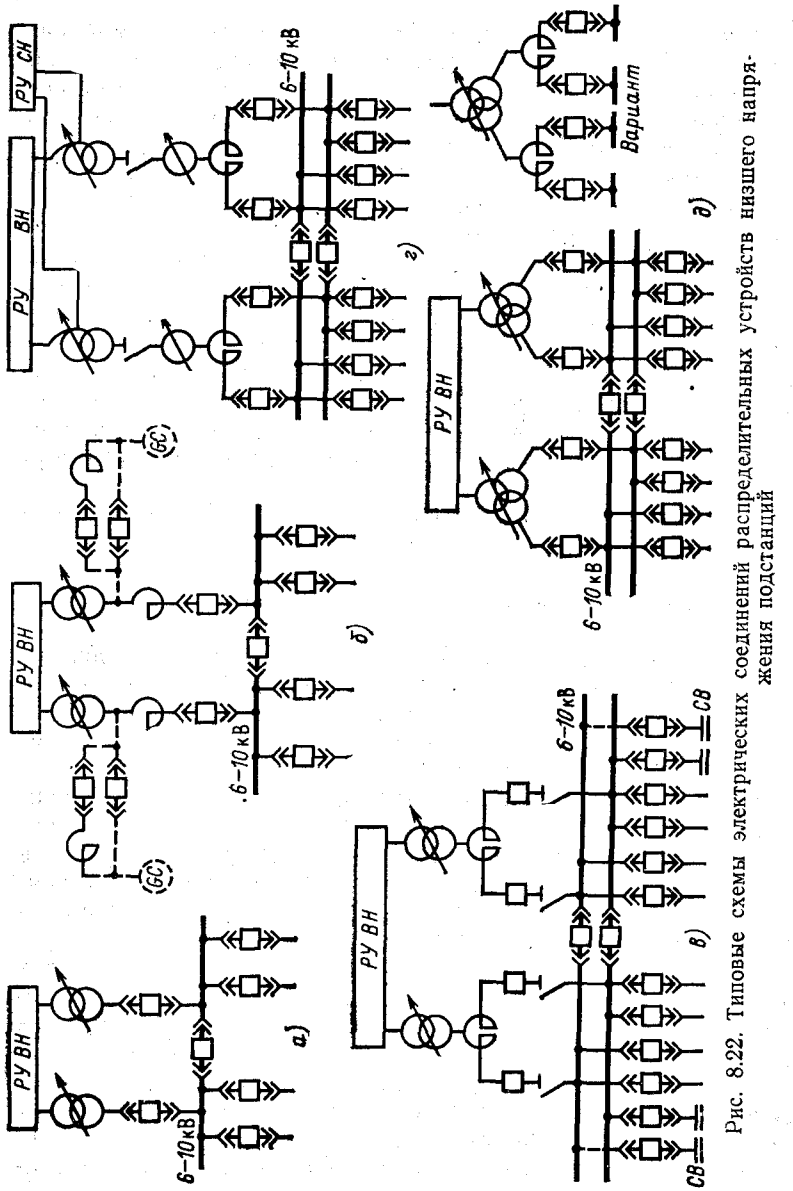


Рис. 8.22. Типовые схемы электрических соединений распределительных устройств низшего напряжения подстанций

При наличии на подстанции синхронных компенсаторов (СК) последние включают непосредственно после трансформаторов. Способ пуска СК зависит от их мощности: при мощности до 7,5 МВ·А применяют прямой пуск, при большей мощности — реакторный. Батареи статических конденсаторов (БК) обычно подключают непосредственно к секциям РУ низшего напряжения. Линейные регулировочные автотрансформаторы включают между силовыми трансформаторами (автотрансформаторами) и групповыми реакторами. Вопрос об установке синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов или линейных регулировочных автотрансформаторов решается на основании технико-экономических расчетов с учетом требований на качество электроэнергии у потребителей, уровней напряжения на стороне высшего напряжения подстанции в различных режимах, уровня токов КЗ, надежности работы оборудования и т. п.

Типовые схемы электрических соединений РУ низшего напряжения подстанций приведены на рис. 8.22.

8.7. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Установки собственных нужд являются важным элементом электрических станций и подстанций. Повреждения в системе собственных нужд неоднократно приводили к нарушению работы электростанций и к аварийному состоянию энергосистем.

Состав электроприемников собственных нужд, потребляемые ими мощность и энергия зависят от типа электростанции (подстанции), вида топлива, мощности агрегатов и т. п. В табл. 8.4 приведены усредненные значения максимальной нагрузки собственных нужд электростанций $P_{СНmax}$, отнесенные к их установленной мощности $P_{уст}$, расхода энергии на собственные нужды $W_{СН}$ в процентах годовой выработки энергии электростанции $W_{выр}$, суммарного коэффициента спроса электроприемников собственных нужд и данные по собственным нуждам подстанций.

При проектировании коэффициент спроса принимают дифференцированно для разных групп потребителей: от 0,35 (для электродвигателей мощностью до 100 кВт и прочих нагрузок сети 380/220 В) до 0,9 (для крупных электродвигателей 3—10 кВ, постоянно находящихся в работе),

Таблица 8.4

Тип электроустановки	$\frac{P_{CH\,max}}{P_{уст}} \cdot 100$, %	$\frac{W_{CH}}{W_{выр}} \cdot 100$, %	Коэффициент спроса
ТЭЦ:			
пылеугольная	8—14	8—10	0,8
газомазутная	5—7	4—6	0,8
КЭС:			
пылеугольная	6—8	5—7	0,85—0,9
газомазутная	3—5	3—4	0,85—0,9
АЭС:			
с газовым теплоносителем	5—14	3—12	0,8
с водным теплоносителем	5—8	4—6	0,8
ГЭС:			
малой и средней мощности	3—2	2—1,5	0,6
большой мощности	1—0,5	0,5—0,2	0,7
Подстанция			
районная	50—200 кВт	—	—
узловая	200—500 кВт	—	—

Таблица 8.5

Тип электростанции	Расход электроэнергии, %							
	Хранение и подача топлива	Топливоприготовление	Тяга и дутье	Питание котлов	Циркуляционные насосы	Сетевые насосы	Прочие потребители	Всего
ТЭЦ:								
угольная	1,5	2	31,5	13	16,5	26,5	9	100
пылеугольная	1	28	21	9,5	20	8,5	12	100
газомазутная	—	—	—	—	—	—	—	—
КЭС:								
угольная	1,5	3	20	8,5	45	—	22	100
торфяная	3	1	42	17	23	—	14	100
пылеугольная	1,5	30	19,5	14	22	—	13	100
газомазутная	0,5	—	17	38	41	—	3,5	100

Выбор схем собственных нужд электроустановок производят с учетом состава и характеристик электроприемников, мощности приводных механизмов, требований к надежности электроснабжения отдельных групп потребителей и т. д. Примерное распределение расхода электроэнергии по отдельным группам потребителей ТЭЦ и КЭС дано в табл. 8.5.

Электроприемники собственных нужд по их влиянию на технологический режим электроустановки условно делят на ответственные и неответственные. К ответственным относят электроприемники, выход из строя которых может привести к нарушению нормального технологического режима работы или к аварии на электростанции или подстанции. Такие электроприемники требуют особо надежного питания. К неответственным относят электроприемники, выход из строя которых не сказывается непосредственно на технологическом режиме электроустановки.

Основным приводом механизмов собственных нужд являются асинхронные короткозамкнутые электродвигатели различного исполнения с прямым пуском. Для тихоходных механизмов (шаровые мельницы), а также для очень мощных механизмов находят применение синхронные электродвигатели. Для механизмов, требующих регулирования частоты вращения в широких пределах, применяют двигатели постоянного тока, а также асинхронные двигатели с дросселями насыщения или с управляемыми тиристорами в цепи статора.

На электростанциях обычно принимают две ступени напряжения собственных нужд: высшее (3; 6 или 10 кВ) — для питания мощных электроприемников и низшее (380/220 В с глухозаземленной нейтралью) — для питания мелких электроприемников.

Напряжение 660 В на отечественных электростанциях и подстанциях пока не используется. Выбор той или иной системы напряжений зависит, в частности, от технико-экономических характеристик выпускаемых промышленностью электродвигателей. При одной и той же мощности асинхронные двигатели более низкого напряжения дешевле, чем двигатели более высокого напряжения. Однако по конструктивным и режимным соображениям (уровень токов КЗ, условия самозапуска) увеличение мощности двигателей

приводит к необходимости увеличивать их номинальное напряжение.

В настоящее время промышленность выпускает электродвигатели 380 В мощностью до 400 кВт, а электродвигатели 3—6 кВ — начиная с мощности 160 кВт. Двигатели 10 кВ могут иметь сопоставимые технико-экономические показатели начиная с мощности 630 кВт.

На КЭС, ТЭЦ, а также АЭС высшее напряжение в системе собственных нужд, как правило, принимается равным 6 кВ; при расширении электростанций, уже имеющих напряжение 3 кВ, а также на электростанциях средней мощности с генераторным напряжением 10 кВ экономически оправданным может быть использование напряжения 3 кВ. На КЭС с агрегатами мощностью 800—1200 МВт и соответственно с крупными механизмами собственных нужд целесообразно применение напряжения 10 кВ.

На ГЭС электродвигатели основных механизмов питаются от сети 380/220 В, а электродвигатели крупных механизмов — от сети 6 (10) кВ. На подстанциях в системе собственных нужд принимается напряжение 380/220 В.

В системе собственных нужд на всех напряжениях применяется схема с одной секционированной системой сборных шин, причем рабочее питание электроприемников одного элемента (котла, гидроагрегата) на напряжениях 3—10 кВ и 380/220 В производится по блочной схеме от одного первичного источника, а резервное — от другого.

Предельная мощность трансформаторов собственных нужд 3—10/0,4 кВ в основном лимитируется коммутационной способностью автоматических выключателей 0,4 кВ и в настоящее время принимается равной 1000 кВ·А при напряжении короткого замыкания 8 %. При меньшей мощности трансформаторов принимаются сниженные напряжения короткого замыкания (4,5—5,5 %). В цепях двигателей и питающих линий сборок 0,4 кВ устанавливаются автоматические выключатели. Установка более дешевых, но менее надежных и неавтоматических аппаратов (предохранителей) допускается только в цепях освещения, сварки и неответственных двигателей, не связанных с основным технологическим процессом (мастерские, лаборатории и т. п.). В отдельных случаях для ограничения уровней токов КЗ в сети 0,4 кВ используют токоограничивающие реакторы.

Собственные нужды КЭС. Потребители собственных нужд КЭС делятся на ответственные и неответственные, а также на блочные и общестанционные. Перечень ответственных и неответственных потребителей собственных нужд КЭС приведен в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Основные электроприемники собственных нужд КЭС	
ответственные	неответственные
Питательные, циркуляционные и конденсатные насосы	Мельницы в системах с промежуточным бункером
Дымососы и дутьевые вентиляторы	Мельничные вентиляторы в системах с промежуточным бункером (если они не выполняют одновременно функций вентиляторов первичного воздуха)
Вентиляторы первичного воздуха	Механизмы топливоподачи
Мельницы и мельничные вентиляторы в системах без промежуточного бункера	Механизмы золоудаления
Питатели пыли и топочные решетки	Механизмы приготовления питательной воды
Питатели угля шахтных мельниц	Механизмы маслохозяйства электростанции
Маслонасосы турбин	Механизмы вентиляции помещений
Вентиляторы охлаждения генераторов	Механизмы компрессорных установок
Вентиляторы охлаждения трансформаторов	Механизмы электролизных установок
Резервные возбудители генераторов	Подъемные устройства и прочие вспомогательные механизмы
Аварийное электрическое освещение	
Валоповоротное устройство	
Подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей	
Аппаратура КИП	

Блочная нагрузка питается от трансформаторов собственных нужд блоков, а общестанционная по возможности равномерно распределяется между блоками (на первой стадии строительства КЭС общестанционную нагрузку питают либо от секций собственных нужд 1-го и 2-го блоков, либо от местной сети 6—35 кВ, имеющейся в районе строительной площадки).

Собственные нужды 6 кВ блоков получают питание от блочных трансформаторов собственных нужд, подключаемых на ответвлении между генератором и силовым трансформатором (автотрансформатором). Каждый блок мощностью 160 МВт и выше имеет две секции собственных нужд 6 кВ. Резервирование питания секций осуществляется от спаренных резервных магистралей 6 кВ, связанных с резервными трансформаторами собственных нужд. При нарушении электроснабжения от рабочего источника автоматически (под действием АВР) подается питание от резервного источника. Резервные магистрали секционируют выключателями через два-три блока и с помощью выключателей соединяют с резервными трансформаторами. Согласно действующим нормам технологического проектирования число резервных трансформаторов на КЭС, где блоки не имеют генераторных выключателей, принимается равным: одному — при числе блоков 1 и 2; двум — при числе блоков 3—6; трем (один генераторного напряжения и не подключен к источнику, но готов к транспортировке и включению в работу) — при числе блоков 7 и 8.

В схемах, где блоки имеют генераторные выключатели, принимается один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, — при числе блоков один или два; один присоединенный к источнику питания и один неприсоединенный трансформатор генераторного напряжения — при числе блоков три и более.

На каждый блок предусматриваются две секции собственных нужд 0,4 кВ. Каждая секция 0,4 кВ также имеет рабочее и резервное питание, которое подается автоматически. Рабочее питание секций 0,4 кВ блока осуществляется от секций 6 кВ своего блока, резервное — от секций 6 кВ какого-либо другого блока данной КЭС.

В настоящее время нашли применение две принципиально различные схемы питания и резервирования потребителей собственных нужд КЭС, показанные на рис. 8.23. В схеме на рис. 8.23, *а* две секции собственных нужд каждого блока получают питание от блочного трансформатора собственных нужд, включенного на ответвлении от выводов генератора, а резервирование питания осуществляется с помощью резервных магистралей 6 кВ, подключенных к пускорезервным трансформаторам собственных нужд *ПРТ*.

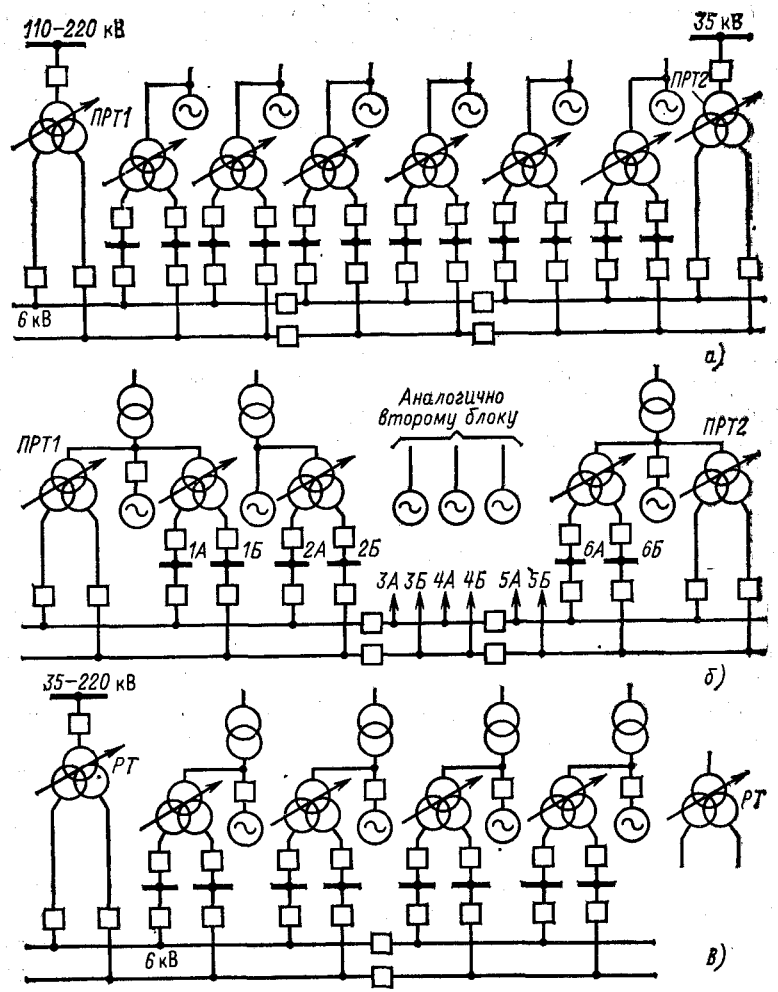


Рис. 8.23. Схемы собственных нужд 6 кВ КЭС:

а — без генераторных выключателей блоков; *б* — частично с генераторными выключателями блоков; *в* — с генераторными выключателями блоков

Мощность рабочего трансформатора собственных нужд выбирается по мощности блочной нагрузки с учетом доли общестанционной нагрузки, подключенной к секциям блока,

Если общестанционная нагрузка оказывается подключенной в основном к секциям собственных нужд первых двух блоков, то их рабочие трансформаторы собственных нужд принимаются соответственно большей мощности, чем трансформаторы других блоков. В рассматриваемой схеме рабочие трансформаторы собственных нужд не могут обеспечить питание собственных нужд блока при пуске и останове. Эти функции передаются на пускорезервные трансформаторы собственных нужд, каждый из которых должен обеспечить замену рабочего трансформатора СН одного блока и одновременный пуск или аварийный останов второго блока.

На КЭС с пускорезервными питательными электронасосами мощность резервного трансформатора собственных нужд выбирают по одному из условий:

а) резервный трансформатор должен обеспечить замену рабочего трансформатора СН блока, работающего со 100 %-ной нагрузкой (на турбопитательном насосе), с одновременным пуском второго блока;

б) резервный трансформатор должен обеспечить замену рабочего трансформатора СН блока (при работе на питательном электронасосе) с одновременным пуском второго блока или одного котла при дубль-блоке.

Резервные трансформаторы подключают к распределительному устройству среднего напряжения КЭС, к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов связи или к другим независимым источникам питания. Они могут также подключаться на ответвлении к блокам, имеющим генераторные выключатели (рис. 8.23, *б*).

Резервный трансформатор должен обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов СН (допустимо отключение неответственных механизмов) при расчетном времени перерыва питания (примерно 2,5 с), определяемом временем действия релейных защит, временем отключения выключателей, временем действия системы автоматического включения резерва и характером взаимодействия электрических и технологических защит и блокировок. Самозапуск электродвигателей собственных нужд должен быть обеспечен без каких-либо мероприятий, обеспечивающих ступенчатое включение электродвигателей.

Мощность трансформаторов собственных нужд ограничивается допустимым уровнем токов КЗ в сети 6 кВ, который должен соответствовать отключающей способности устанавливаемых выключателей. Расчетный ток КЗ определяют с учетом тока подпитки от электродвигателей.

Для схемы, показанной на рис. 8.23, *в*, характерным является то, что в цепи каждого генератора установлен выключатель и рабочий трансформатор собственных нужд включен на ответвлении между этим выключателем и трансформатором блока. Здесь рабочий трансформатор собственных нужд может обеспечить пуск и останов своего блока, поэтому отпадает необходимость в специальных пускорезервных трансформаторах.

Для замены рабочих трансформаторов собственных нужд в зависимости от числа блоков предусматривают один или два резервных трансформатора *РТ*, мощность каждого из которых равна мощности наиболее крупного рабочего трансформатора. Мощность рабочих трансформаторов собственных нужд выбирается по мощности блочной и общестанционной нагрузок на своих секциях.

Вариант схемы питания собственных нужд по рис. 8.23, *в* обладает определенными технологическими преимуществами по сравнению с вариантом схемы по рис. 8.23, *а*. Оба варианта используют при проектировании современных КЭС. Вопросы надежности работы электростанций с указанными схемами питания собственных нужд требуют дополнительного изучения, анализа и эксплуатационной проверки.

Собственные нужды ТЭЦ. Электроприемники собственных нужд ТЭЦ делят на ответственные и неответственные. Номенклатура их практически такая же, как и на КЭС (см. табл. 8.6). К неответственным электроприемникам добавляется группа сетевых насосов. Питание потребителей собственных нужд осуществляется от сетей 3—6 и 0,4 кВ.

Распределительные устройства собственных нужд 3—6 кВ выполняют по схеме с одной системой сборных шин, а число секций принимают равным числу котлов.

На ТЭЦ смешанного типа, т. е. с неблочной (имеются поперечные связи по пару) и блочной частями, число секций в первой части принимают равным числу котлов, а число секций во второй части выбирают, как на КЭС, т. е. одну-две секции на блок в зависимости от мощности блока. Рабочее питание собственных нужд неблочной части осуществляется от сборных шин генераторного напряжения, а

блочной части — ответвлениями от соответствующих блоков (не рекомендуется питание собственных нужд осуществлять ответвлениями от блоков с турбинами типа Р). Резервирование питания собственных нужд производится от шин генераторного напряжения. Число резервных источников — трансформаторов или линий (при равенстве напряжения на шинах собственных нужд генераторному напряжению) на электростанциях с поперечными связями зависит от числа рабочих трансформаторов собственных нужд или линий: на каждые шесть рабочих трансформаторов (линий) принимают один резервный. При этом к одной секции шин распределительного устройства генераторного напряжения (ГРУ) присоединяют не более двух рабочих трансформаторов собственных нужд. Для повышения надежности электроснабжения потребителей собственных нужд рабочие и резервные источники (трансформатор, линию) присоединяют к разным секциям ГРУ. При наличии в ГРУ двух систем сборных шин резервный источник вместе с трансформатором связи может быть подключен к резервной системе шин, а в случае одной системы сборных шин резервный источник может быть подключен к ответвлению от трансформатора связи. Рабочие трансформаторы собственных нужд должны без перегрузки обеспечивать питание всех потребителей соответствующих секций.

Мощность резервных источников питания собственных нужд выбирают, исходя из следующего:

а) если рабочие и резервные источники подключены к шинам ГРУ, причем к каждой секции подключен один рабочий источник, то мощность резервного источника принимают не менее мощности наиболее крупного рабочего источника;

б) если рабочие и резервные источники подключены к шинам ГРУ, причем к одной секции подключены два рабочих источника, то мощность резервного источника должна быть на 50 % больше мощности наиболее крупного рабочего источника;

в) если рабочие источники подключены к ответвлениям от блоков без генераторных выключателей, то мощность резервного источника должна быть достаточной для замены наиболее крупного рабочего источника и одновременного пуска котла или турбины;

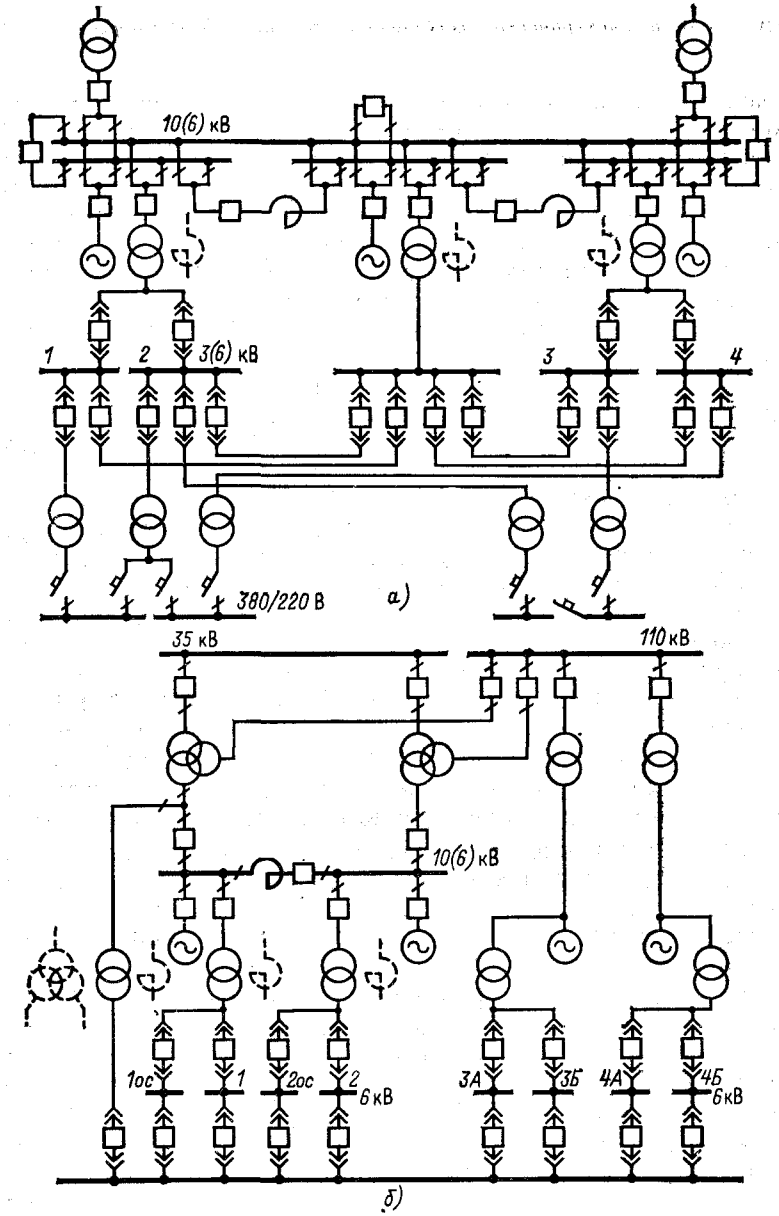


Рис. 8.24. Схемы собственных нужд ТЭЦ:
а — с поперечными связями по пару; *б* — смешанного типа

г) если рабочие источники подключены к ответвлениям от блоков, имеющих генераторные выключатели, то мощность резервного источника должна быть равна мощности рабочего источника.

Пример схем питания собственных нужд ТЭЦ дан на рис. 8.24.

На тепловых электростанциях на случай полной, длительной (более 30 мин) потери напряжения промышленной частоты, связанной с авариями на электростанции или системными авариями, предусматривается, кроме указанного выше, надежное питание от неблочной части станции (если она имеется), от ближайших электростанций или от аварийных дизель-генераторных или газотурбогенераторных установок следующих потребителей: электродвигателей валоповоротных устройств, подзарядных агрегатов аккумуляторных батарей, аппаратуры контрольно-измерительных приборов, аварийного освещения.

Для каждого котла (или турбины, если число турбин превышает число котлов) в РУ 0,4 кВ главного корпуса предусматривается одна секция. Необходимость двух секций на котел требует обоснования. На каждый блок в главном корпусе должно быть не менее двух секций 0,4 кВ. Общестанционная нагрузка по возможности равномерно распределяется между секциями РУ 0,4 кВ. В главном корпусе могут выполняться отдельные общестанционные секции 0,4 кВ, причем их число должно быть не менее двух.

Часть секций 0,4 кВ блоков с помощью автоматических выключателей секционируется на две полусекции, к одной из которых подключаются ответственные потребители. При длительном исчезновении напряжения 0,4 кВ минимальная защита напряжения отключает секцию с неответственными потребителями, а секция с ответственными потребителями автоматически подключается к резервному источнику питания. Резервные источники должны обеспечивать самозапуск ответственных механизмов, от работы которых зависит сохранность основного оборудования.

Согласно НТП на каждые шесть рабочих трансформаторов СН 6—10/0,4 кВ принимается один резервный трансформатор СН 6—10/0,4 кВ. Для электростанций с блочной тепловой схемой принимается один резервный трансформатор 6—10/0,4 кВ на два блока (при числе рабочих трансформаторов до шести) или один резервный трансформатор на блок (при числе рабочих трансформаторов более шести).

Собственные нужды атомных электростанций. Состав потребителей собственных нужд атомной электростанции, их мощность и потребляемая электроэнергия зависят от типа электростанции и параметров основного оборудования. Расход электроэнергии на собственные нужды наиболее высок на АЭС с газовым теплоносителем при электродвигательном приводе газодувок. На АЭС с водным теплоносителем расход электроэнергии на собственные нужды существенно ниже (см. табл. 8.4).

Ответственные потребители собственных нужд АЭС делятся на три группы (1, 2, 3-я группы), а неответственные составляют одну группу (4-ю группу). Деление на группы производится в зависимости от требований к надежности электроснабжения и соответственно допустимого времени перерыва питания по условиям безопасности работы АЭС. К потребителям 1-й группы относятся: система управления и защиты (СУЗ), система контрольно-измерительных приборов и устройств автоматики реактора, система дозиметрического контроля, аварийные циркуляционные и подпитывающие насосы, часть аварийного освещения, маслонасосы (с электродвигателями постоянного тока) турбогенераторов и т. п.

Перерыв питания потребителей 1-й группы допустим на время не более долей секунды во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от рабочих и резервных трансформаторов СН. Эти потребители требуют обязательного наличия питания после срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора.

К потребителям 2-й группы относятся: механизмы расхолаживания реактора (аварийные питательные насосы, аварийные насосы технической воды, насосы промежуточного контура, насосы вентиляционных систем охлаждения первого контура), маслонасосы переменного тока турбогенераторов, валоповоротное устройство, перегрузочная машина и т. д. Перерыв питания потребителей 2-й группы определяется условиями безопасности и в зависимости от типа реактора и технологической схемы может составлять от десятков секунд до десятков минут. Однако данные потре-

бители также требуют обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора.

Для потребителей 1-й и 2-й групп создается специальная система надежного питания с числом секций, равным числу систем безопасности. В настоящее время приняты три системы безопасности с питанием от трех независимых источников, из которых один (аварийный) должен быть, как правило, автономным. В нормальном режиме потребители 1-й и 2-й групп переменного тока получают питание от общей сети собственных нужд АЭС, а потребители постоянного тока — от обратимых двигатель-генераторов или от специальных статических преобразовательных устройств, одновременно обеспечивающих подзаряд аккумуляторной батареи. В аварийных режимах — при потере питания от общей сети собственных нужд — все потребители 1-й группы получают питание от аккумуляторной батареи непосредственно или через обратимые двигатель-генераторные агрегаты или статические (в том числе обратимые) преобразователи. Потребители 2-й группы в аварийных режимах получают питание от дизель-генераторов или от газотурбинных установок с быстродействующим запуском (длительность запуска существующих установок составляет от нескольких секунд до нескольких минут).

К потребителям 3-й группы относятся главные циркуляционные насосы (ГЦН) и газодувки (на АЭС с газовым теплоносителем). Потребители 3-й группы являются наиболее мощными среди электроприемников собственных нужд и требуют высокой степени надежности питания из-за необходимости обеспечения ядерной безопасности реактора. Для них допустим перерыв питания на время действия АВР, однако в некоторых случаях, зависящих от условий работы технологической схемы, для части ГЦН допустимо даже полное исчезновение питания. Эти потребители не требуют обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора.

К 4-й группе потребителей относятся все прочие потребители собственных нужд АЭС, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения и допускающие более длительные перерывы питания. Примеры схем СН АЭС с реакторами различного типа приведены на рис. 8.25.

Все независимые источники питания собственных нужд АЭС должны иметь 100%-ный резерв. Выбор независимых источников со 100 %-ным резервированием производится с учетом технологии производства, надежности работы, обеспечивающей ядерную безопасность, а также технико-экономических показателей АЭС.

В нормальном режиме работы резервирование питания потребителей переменного тока 1-й и 2-й групп осуществляется от зависимых источников питания (трансформаторы собственных нужд, линии 380/220 В), а потребителей постоянного тока — от аккумуляторной батареи или от обратимых агрегатов. В аварийных условиях питание осуществляется от автономных источников питания.

Собственные нужды гидроэлектростанций. Потребители собственных нужд ГЭС делят на агрегатные и общестанционные (табл. 8.7), ответственные и неответственные. К ответственным потребителям относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может привести к повреждению или отключению гидроагрегатов, снижению выработки электроэнергии, разрушению гидротехнических сооружений и т. п. Такими электроприемниками являются: техническое водоснабжение (водяная смазка турбинных подшипников, маслоохладители подпятников и подшипников агрегатов, воздухоохладители генераторов), маслоохладители трансформаторов, вспомогательные устройства систем возбуждения, маслонапорные установки, аварийное освещение, система пожаротушения, механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов, насосы промышленных и городских водозаборов (если они расположены в здании ГЭС и питаются от сети собственных нужд). К ответственным потребителям относятся также потребители 1-й категории пристанционного поселка или местной электрической сети, если питание осуществляется от сети собственных нужд.

Для ГЭС различного типа характерны: относительная стабильность потребителей СН; как правило, незначительная мощность электродвигателей; отсутствие электродвигателей постоянного тока и двухскоростных электродвигателей. Электроприемники СН ГЭС обычно питаются от сети переменного тока 380/220 В. На мощных ГЭС могут быть приемники, требующие питания на напряжении 6 кВ:

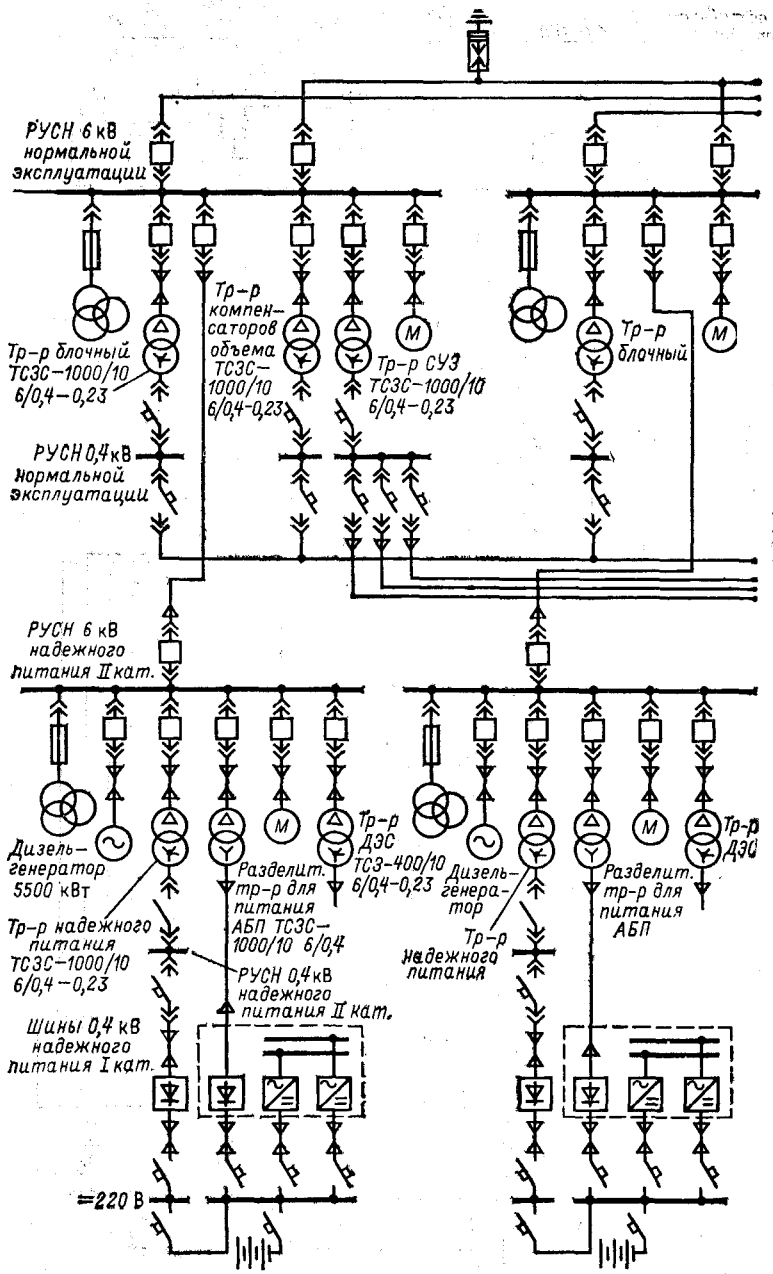
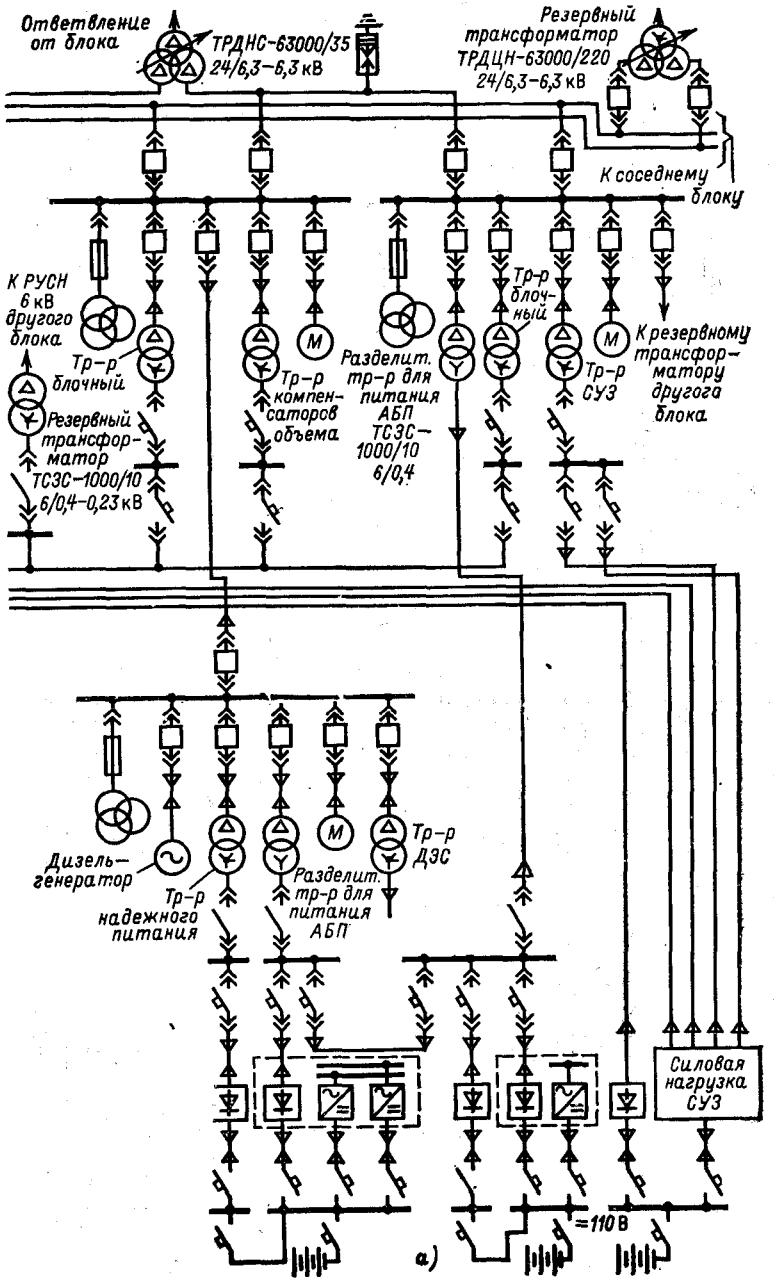


Рис. 8.25. Примерные схемы собственных нужд АЭС:



а — с реактором типа ВВЭР-1000

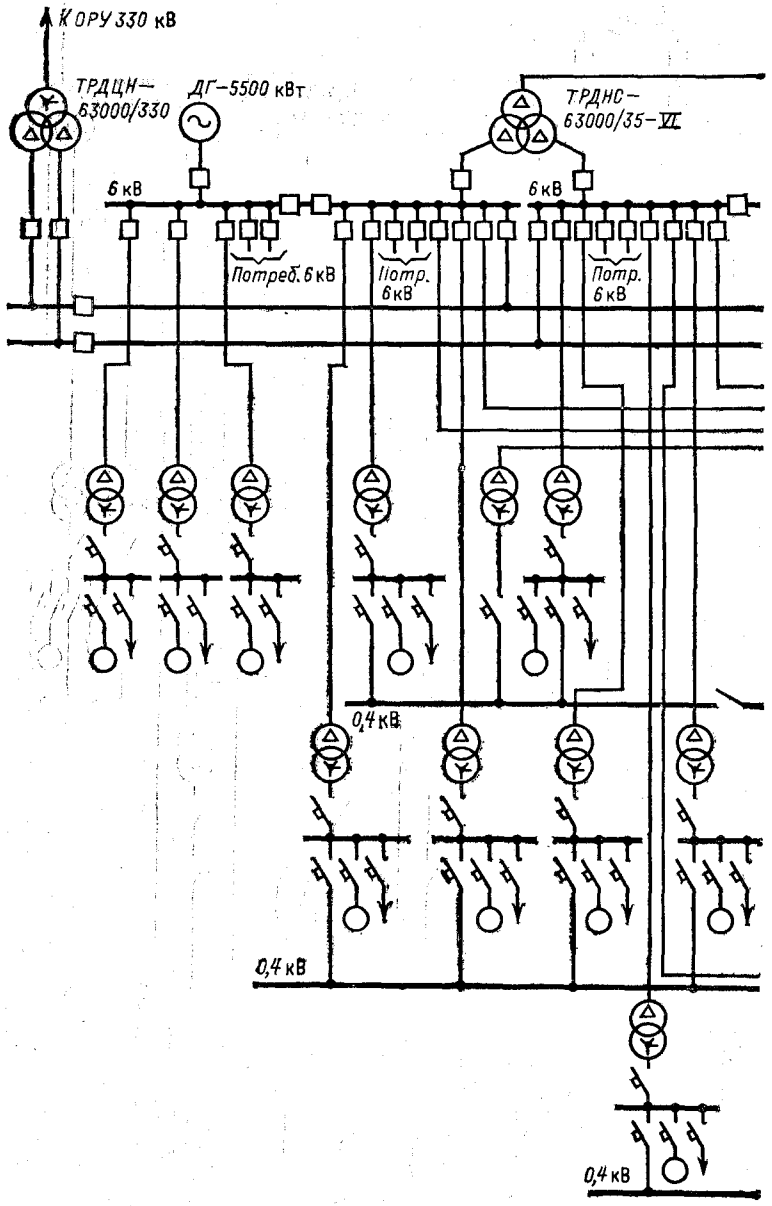
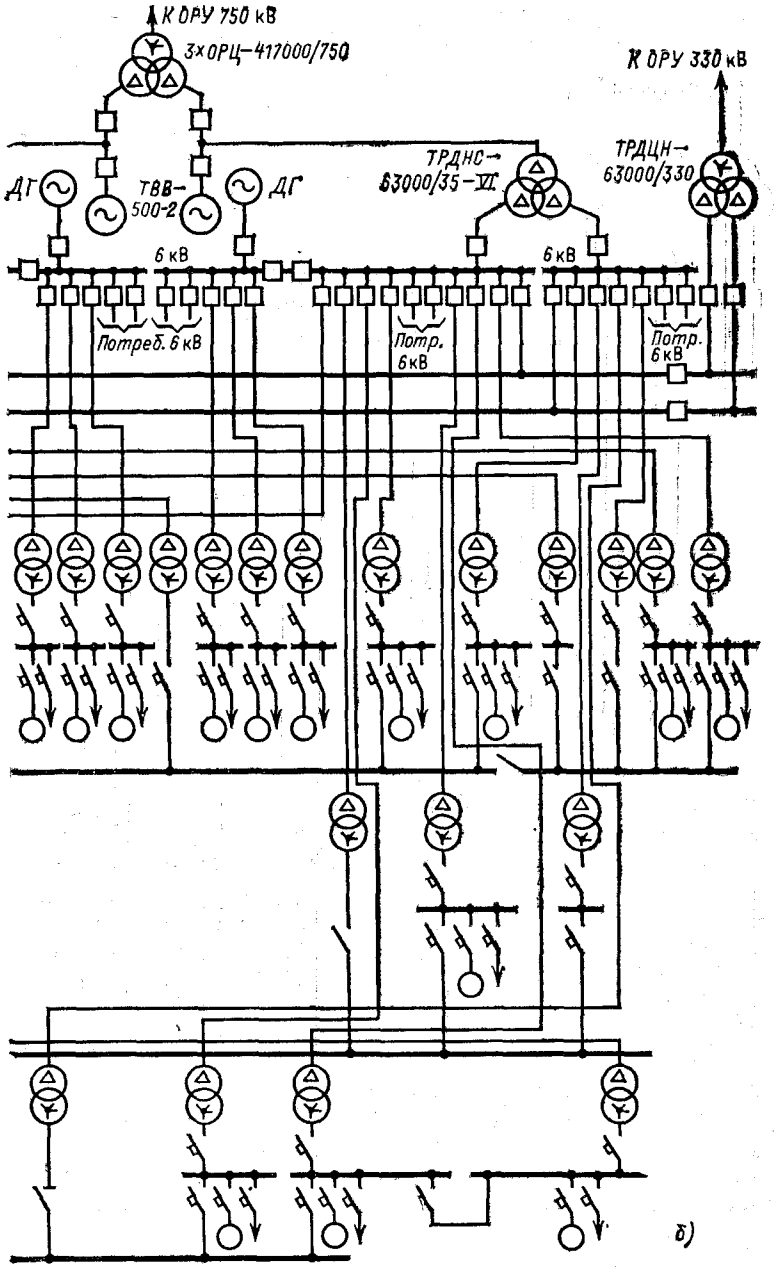


Рис. 8.25. Продолжение



б — с реактором типа РБМК-1000

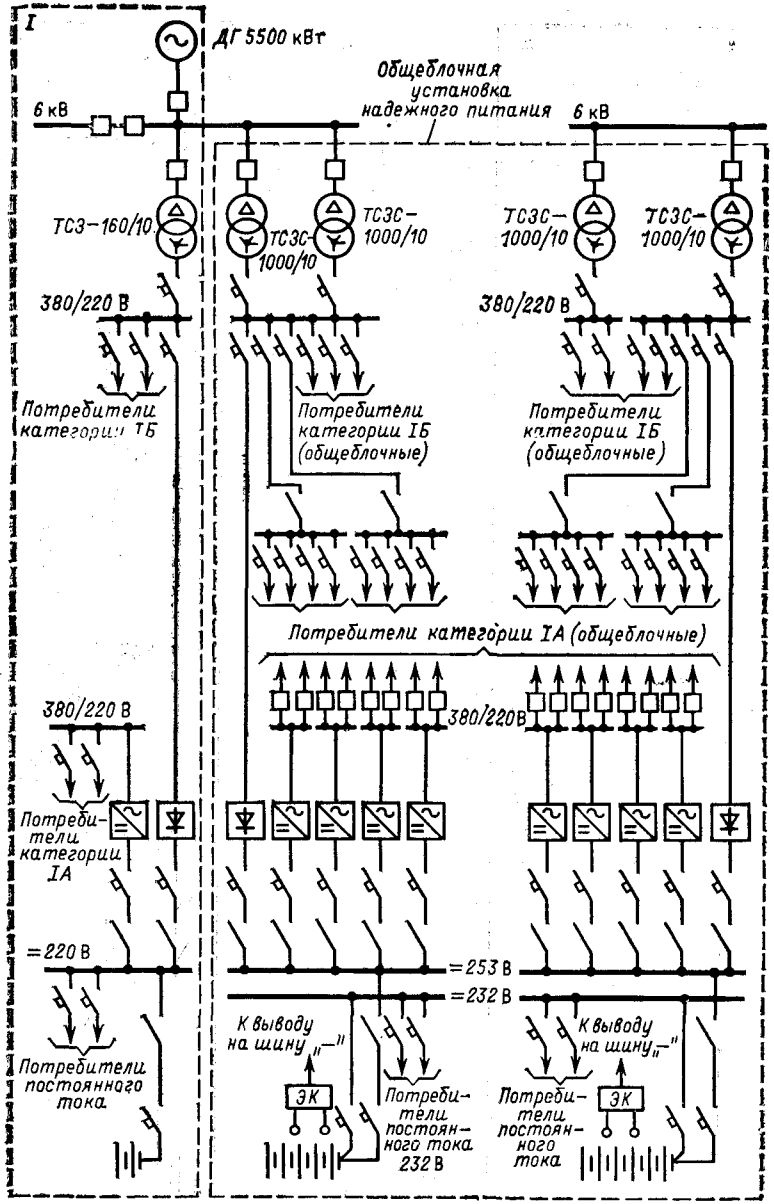
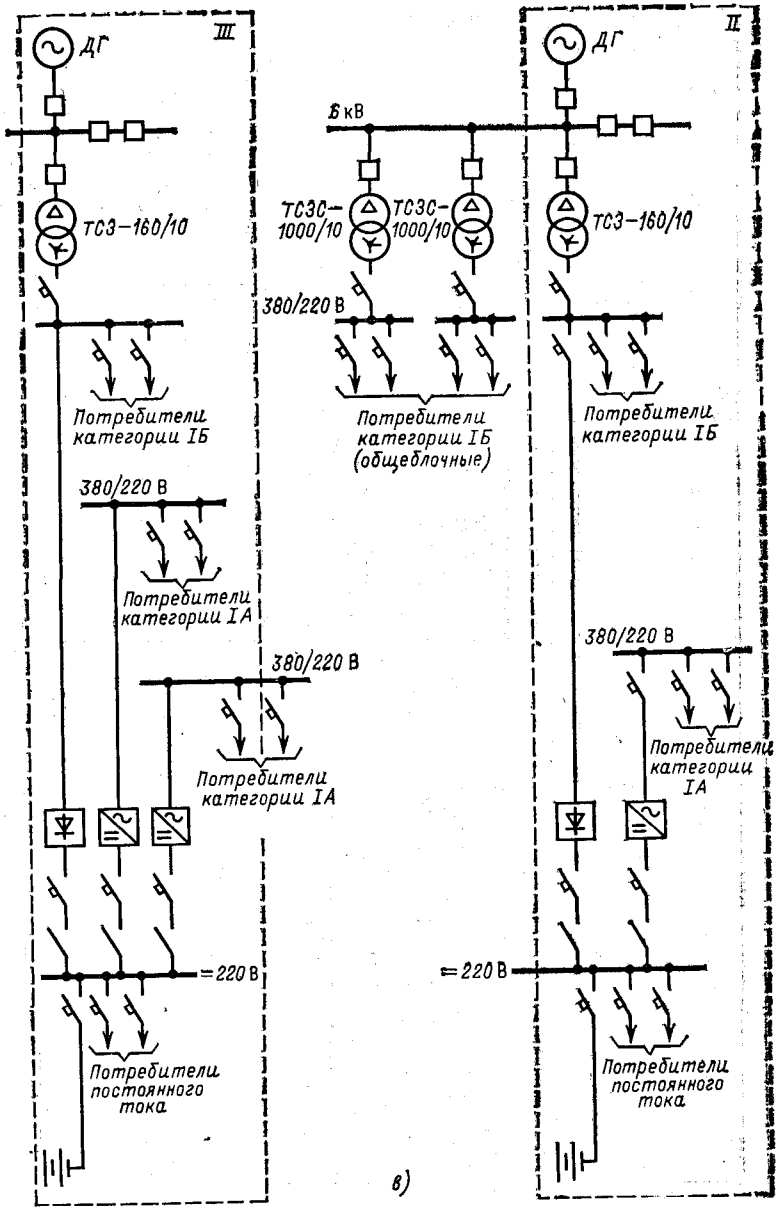


Рис. 8.25. Продолжение



в — схема надежного питания блока с реактором типа РБМК-1000

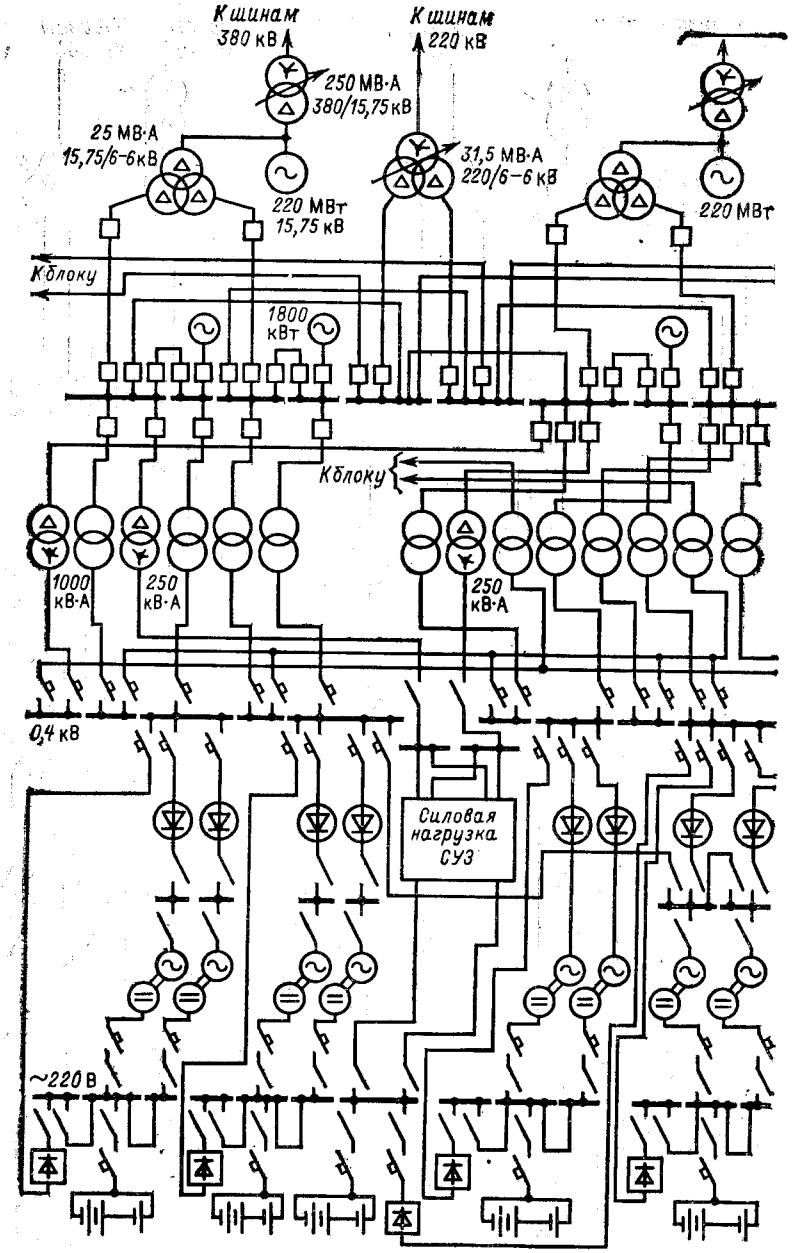
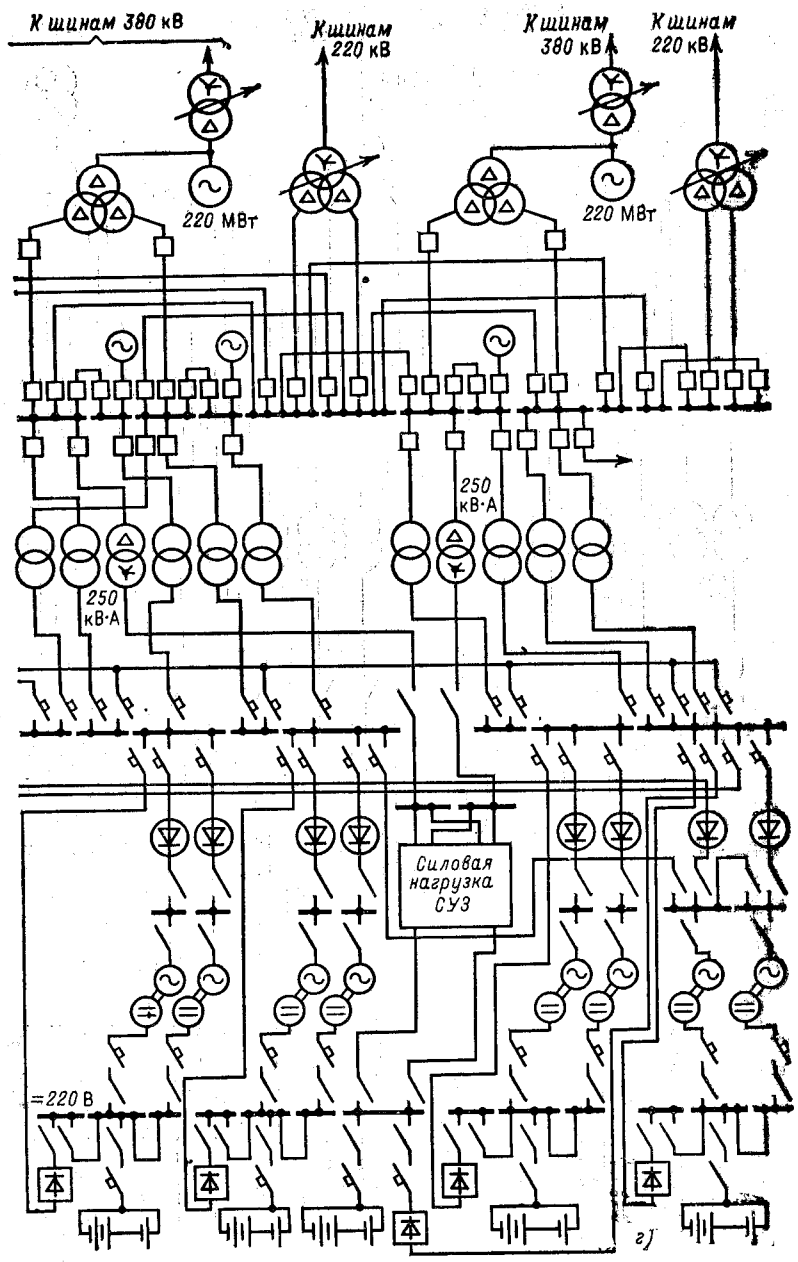


Рис. 8.25. Продолжение



г — с реактором типа ВВЭР-440

Таблица 8.7

Основные потребители собственных нужд ГЭС	
агрегатные	общестанционные
Насосы технического водоснабжения агрегатов	Насосы и вентиляторы системы охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов) связи и шунтирующих реакторов
Насосы водяного охлаждения генераторов	Насосы пожарные
Насосы водяной смазки подшипников	Насосы дренажные
Маслонасосы системы смазки агрегатов	Компрессоры пневматического хозяйства ОРУ
Вспомогательные устройства системы возбуждения генераторов	Механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов
Насосы и вентиляторы системы охлаждения блочных трансформаторов	Электрическое освещение
Маслонасосы маслонапорной установки (МНУ)	Насосы откачки воды из отсасывающих труб
Насосы аварийных сервомоторов закрытия направляющего аппарата турбины	Зарядные устройства и вентиляторы аккумуляторной батареи
Насосы откачки воды с крышки турбины	Обогрев баков и приводов выключателей ОРУ
Лекажные насосы	Обогрев муфт и подпитывающие устройства маслонаполненных кабелей
Компрессоры отжатия воды из полости рабочего колеса турбины для перевода генератора в режим синхронного компенсатора	Механизмы подъема быстропадающих щитов
Компрессоры зарядки МНУ	Отопление и вентиляция помещений ГЭС
Приводы задвижек технического водоснабжения	Насосы хозяйственного водоснабжения
	Сороочистительные машины сороудерживающих решеток
	Механизмы подъема затворов плотины

Продолжение табл. 8.7

Основные потребители собственных нужд ГЭС	
агрегатные	общестанционные
	Подъемные механизмы ГЭС
	Краны различного назначения
	Обогрев элементов гидротехнических сооружений (затворы, сороудерживающие решетки и т. д.)
	Лифты
	Электроприемники механических мастерских

насосы откачки воды из спиральных камер и отсасывающих труб; компрессоры отжатия воды; насосы технического водоснабжения; краны; потребители шлюза и рыбоходов; механизмы головного узла (на деривационных ГЭС); потребители пристанционного поселка; насосные городских водопроводов.

Применяются две основные схемы питания собственных нужд ГЭС — с общим и с раздельным питанием агрегатных и общестанционных электроприемников.

Первая схема с одной ступенью напряжения СН нашла применение на ГЭС малой и частично средней мощности. Вторая схема с двумя ступенями напряжения СН применяется на ГЭС средней и большой мощности.

Примеры схем собственных нужд ГЭС даны на рис. 8.26.

Мощность трансформаторов агрегатных собственных нужд выбирается по суммарной нагрузке СН соответствующих агрегатов. Трансформаторы рассчитываются на работу без перегрузки и имеют явный резерв. Главные трансформаторы СН принимаются со скрытым резервом и с возможностью аварийной перегрузки. Для электроснабжения агрегатных и большинства общестанционных электроприемников СН применяются сухие трансформаторы, включенные по схеме глубокого ввода. В отдельных случаях для резервирования питания СН ГЭС могут быть использованы линии от близлежащих районных подстанций.

Собственные нужды подстанций. В зависимости от типа, назначения и размещения подстанций, мощности трансформаторов (автотрансформаторов), наличия или отсут-

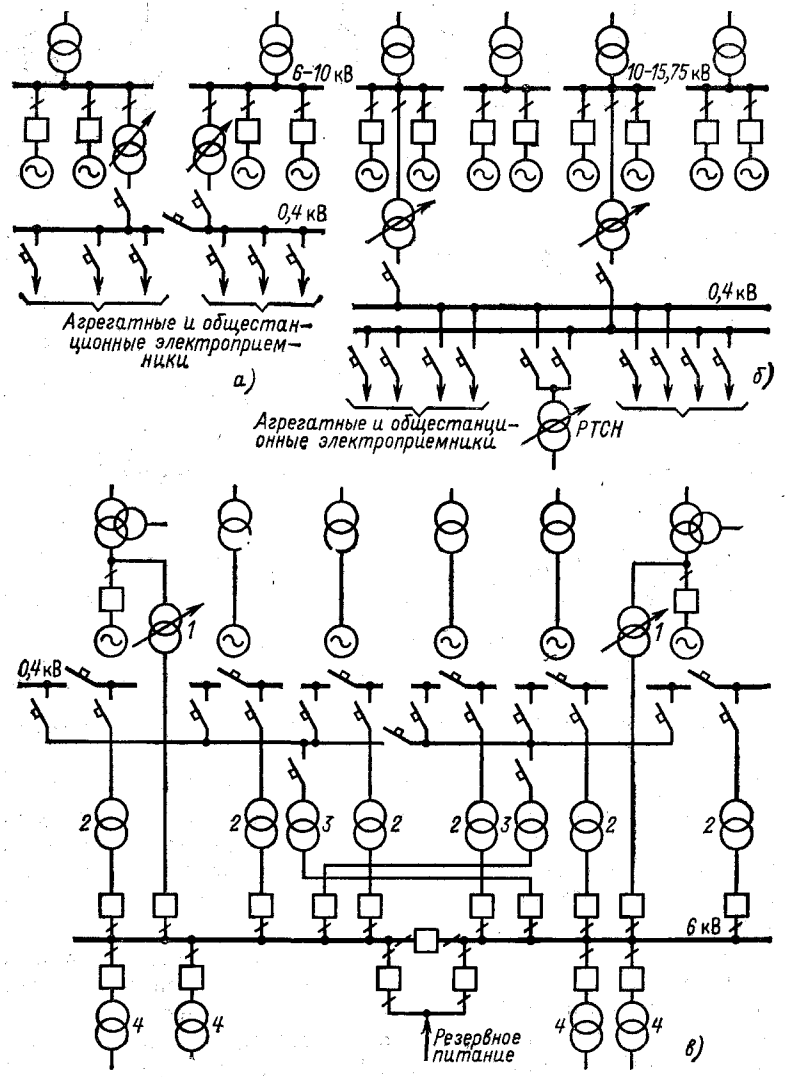


Рис. 8.26. Схемы собственных нужд ГЭС:

а — малой мощности; *б* — средней мощности; *в* — большой мощности с общим питанием агрегатных и общестанционных электроприемников

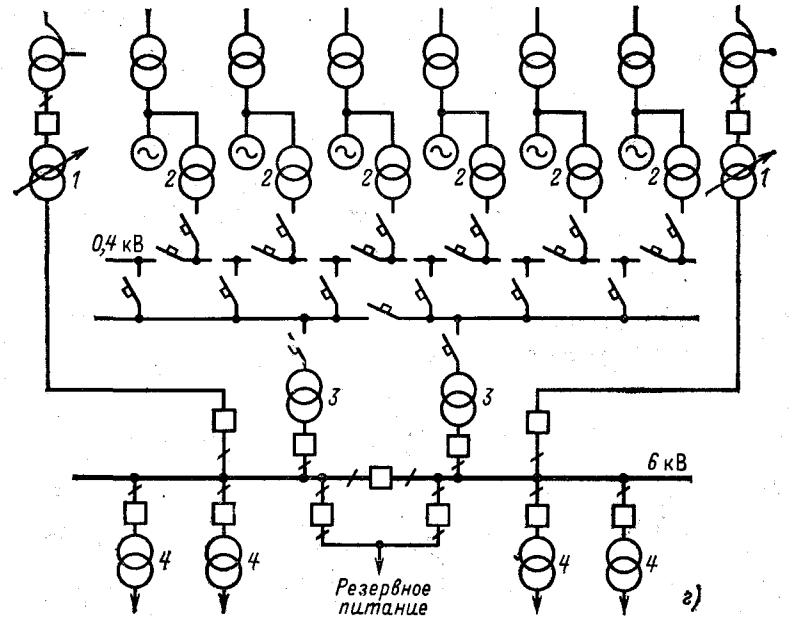


Рис. 8.26. Продолжение

г — большой мощности с раздельным питанием агрегатных и общестанционных электроприемников:

1—4 — трансформаторы СН соответственно главные, агрегатные, резервные и общестанционные

ствия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования подстанции проектируются с дежурным персоналом или без него (централизованное обслуживание, дежурство на дому), с постоянным или переменным оперативным током.

Круглосуточное дежурство предусматривается на подстанциях 35—330 кВ при размещении на них диспетчерских пунктов предприятий или районов электрических сетей, а также оперативных опорных пунктов; на подстанциях 220—330 кВ со сложной схемой электрических соединений, с большим объемом оперативных переключений и текущих работ; на всех подстанциях с высшим напряжением 500—750 кВ.

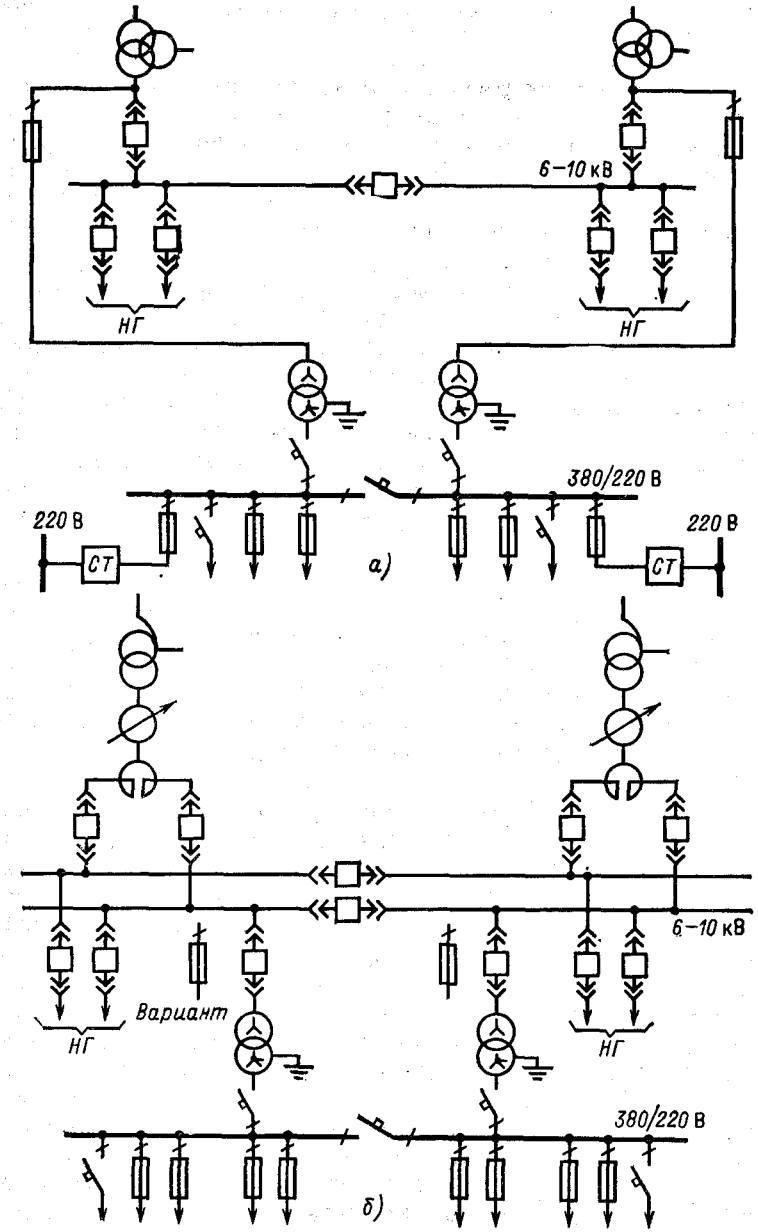


Рис. 8.27. Схемы собственных нужд подстанций:

а — с переменным и выпрямленным оперативным током; *б* — с постоянным оперативным током

Потребители собственных нужд подстанций также делятся на ответственные и неответственные. К первым относятся электроприемники системы охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов), аварийное освещение, система пожаротушения, система подогрева выключателей и приводов, электроприемники компрессорной, система связи и телемеханики.

На двухтрансформаторных (многотрансформаторных) подстанциях устанавливают два трансформатора СН со скрытым резервом. На однотрансформаторных подстанциях при наличии на них синхронных компенсаторов, воздушных выключателей и автотрансформаторов с принудительной системой охлаждения также устанавливают два трансформатора СН со скрытым резервом, причем один из них подключают на местную сеть 6—35 кВ. На прочих однотрансформаторных подстанциях устанавливают один трансформатор СН.

Трансформаторы СН на подстанциях с постоянным оперативным током подключают к шинам РУ 6—35 кВ, а при отсутствии РУ — к выводам низшего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов). На подстанциях с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы СН подключают на ответвление между выводами низшего напряжения трансформатора (автотрансформатора) и выключателем.

На подстанциях с постоянным оперативным током напряжение сети СН принимается равным 380/220 В с заземленной нейтралью, а на подстанциях с переменным и выпрямленным оперативным током — 380/220 В с заземленной нейтралью и 220/127 В с нейтралью, замкнутой через пробивной предохранитель.

Переменный оперативный ток на подстанциях 35—220 кВ применяется везде, где это возможно по условиям работы приводов выключателей. В частности, он применяется: на подстанциях, у которых на высших напряжениях приняты упрощенные схемы без выключателей; на подстанциях с высшим напряжением 110 кВ, у которых приняты схемы мостиков с установкой маломасляных выключателей (кроме ВМК-110); на подстанциях с высшим напряжением 6—35 кВ, у которых приняты к установке масляные выключатели с пружинными или электромагнитными при-

водами, причем работа электромагнитных приводов обеспечивается по сети выпрямленного оперативного тока.

Постоянный оперативный ток применяется: на подстанциях 330—750 кВ; на подстанциях 110—220 кВ, где этого требуют приводы выключателей; на подстанциях 35—220 кВ, где аккумуляторная батарея необходима для прочих целей (связь, телемеханика и т. п.). При этом устанавливаются одна или две (на подстанциях 500—750 кВ) аккумуляторные батареи 220 В, работающие в режиме постоянного подзаряда. Примеры схем СН подстанций даны на рис. 8.27.

Глава девятая

КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ. КОМПОНОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

9.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Распределительные устройства электрических станций и подстанций выполняются закрытыми (внутренней установки) — с расположением оборудования в зданиях (ЗРУ) и открытыми (наружной установки) — с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ). Широкое применение находят комплектные распределительные устройства как для внутренней установки (КРУ), так и для наружной установки (КРУН). При проектировании и сооружении РУ в настоящее время применяют комплектные ячейки 6—10 кВ, комплектные распредустройства, а также отдельные узлы заводского исполнения.

Распределительные устройства 35—750 кВ обычно выполняют открытыми.

Закрытые РУ в основном применяются на напряжениях 3—20 кВ, а также на напряжениях 35—220 кВ в случаях ограниченности площадей под РУ, повышенной загрязненности атмосферы и тяжелых климатических условий (Крайний Север). В последнее время в энергосистемах стали внедряться комплектные распредустройства с элегазовой (SF_6) изоляцией (КРУЭ). Они могут выполняться как для внутренней, так и для наружной установки. В СССР в настоящее время эксплуатируются КРУЭ 110—220 кВ и разрабатываются КРУЭ 330—1150 кВ. За рубежом эксплуатируются КРУЭ 60—750 кВ. Применение КРУЭ вместо типовых ОРУ позволяет уменьшить площадь и объем РУ примерно в 6—10 раз, повысить надежность работы и культуру эксплуатации электроустановок, но требует примерно вдвое больших капиталовложений.

Распределительные устройства должны удовлетворять поставленным техническим требованиям в отношении надежности работы, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания, возможности расширения, а также пожаробезопасности. Они должны допускать возможность использования средств механизации для производства ремонтных работ. Выбор той или иной конструкции распредустройства производится на основании анализа и сравнения технических и технико-экономических показателей конкурирующих вариантов. Распредустройства выполняются в соответствии с требованиями ПУЭ, норм технологического проектирования электрических станций и подстанций, строительных и противопожарных норм, руководящих указаний по проектированию механизации ремонтных работ и других нормативных материалов.

Распредустройства выполняются таким образом, чтобы при нормальных условиях работы электроустановки исключалась опасность для обслуживающего персонала, а при аварийных условиях не происходило распространение повреждения, возникновение коротких замыканий или замыканий на землю. Предусматривается, чтобы при снятом напряжении с какой-либо цепи обеспечивался безопасный осмотр, смена или ремонт элементов этой цепи без нарушения нормальной работы соседних цепей.

Конструкции, на которых закреплено оборудование, рассчитывают на усилия от веса оборудования, ветра, гололеда и от электродинамических сил при коротких замыканиях. Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей, доступные и недоступные для прикосновения обслуживающего персонала, рассчитывают на то, чтобы они не нагревались выше соответственно 50 и 70 °С.

В распредустройствах предусматривается установка разъединителей, обеспечивающих видимый разрыв для отсоединения в случае необходимости всех аппаратов элект-

рической цепи от сборных шин и от других элементов, находящихся под напряжением, а также блокировка (электрическая или механическая) между выключателем и разъединителями каждой цепи для предотвращения ошибочных операций. В тех распредустройствах, где для обеспечения безопасности требуется закорачивание и заземление цепи, разъединители напряжением 3 кВ и выше оборудуют стационарными заземляющими ножами. В распредустройствах, где температура окружающего воздуха может быть ниже —25 °С, предусматривается подогрев масла масляных выключателей. Кроме того, независимо от минимальной температуры воздуха предусматривается подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей и их агрегатных шкафов.

Ошиновку распредустройств, как правило, выполняют из алюминиевых, сталеалюминиевых и реже стальных проводов, труб и полос, а также шин профильного сечения из алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения. Из-за дефицита меди медные шины применяют в особых случаях (агрессивность среды, напряженный температурный режим, повышенные требования к надежности работы и т. п.).

Установлен определенный порядок расположения фаз сборных шин и ответвлений в ЗРУ и ОРУ. Шины в РУ должны быть окрашены. В электроустановках трехфазного переменного тока шины фазы *А* окрашивают в желтый, фазы *В* — в зеленый, фазы *С* — в красный цвет; нулевые рабочие (если они используются и в качестве защитных) — продольными полосами в желтый и зеленый цвет. В ОРУ с гибкой ошиновкой в соответствующий цвет окрашивается арматура изоляторов аппаратов. В установках постоянного тока положительная шина окрашивается в красный цвет, отрицательная — в синий, нулевая рабочая — в голубой.

Трансформаторы, реакторы и конденсаторы наружной установки имеют светлую окраску для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца.

Для снятия механических температурных напряжений и напряжений от вибрации трансформаторов ошиновка РУ снабжается температурными компенсаторами или применяется ослабленное тяжение проводов и т. п. Металлические

конструкции ЗРУ, ОРУ и подстанций, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций защищаются от коррозии.

Токоведущие части и электрооборудование имеют сетчатые или смешанные ограждения, которые должны иметь следующую высоту: для ОРУ и открыто установленных трансформаторов над уровнем планировки — 2 или 1,6 м, а для ЗРУ над уровнем пола — 1,9 м, при этом сетки должны иметь отверстия размерами не менее 10×10 и не более 25×25 мм², а ограждения — приспособления для запирания их на замок. В ЗРУ при входе в камеры трансформаторов, выключателей и других аппаратов с целью осмотра квалифицированным персоналом камер при наличии напряжения на токоведущих частях допускается применение съемных барьеров непосредственно за дверью на высоте 1,2 м.

Территория ОРУ и подстанций должна быть ограждена внешним забором высотой 1,8—2 м, а ОРУ, в свою очередь, должны иметь внутренний забор высотой 1,6 м. В ОРУ электроустановок, имеющих масляное хозяйство или элементы с маслом, на случай возможной утечки масла должны быть предусмотрены устройства для его сбора и удаления с целью исключить возможность попадания масла в водоемы.

Требования к конструкциям ЗРУ. Расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз, расстояния от неизолированных токоведущих частей до заземленных конструкций и ограждений, пола и земли, а также между неогражденными токоведущими частями разных цепей должны быть не менее указанных в табл. 9.1, которая составлена применительно к рис. 9.1, *а—г*.

Гибкие шины в ЗРУ при токах трехфазного КЗ 20 кА и более проверяют на сближение под действием токов КЗ. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещают в камеры или ограждают сетками и т. п. Неизолированные токоведущие части, расположенные от пола на высоте, меньшей размера *Д* (рис. 9.1, *г*), ограждают сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м. Токоведущие части, расположенные выше ограждений (до высоты 2,3 м от пола, но ниже размера *Д*) располагают от плоскости огра-

Таблица 9.1

Номер рисунка	Расстояние	Обозначение	Наименьшие изоляционные расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ, мм, при напряжениях, кВ									
			3	6	10	20	35	110	150	220		
9.1, *а*	От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей здания	$A_{ф-з}$	65	90	120	180	290	700	1100	1700		
9.1, *а*	Между проводниками разных фаз	$A_{ф-ф}$	70	100	130	200	320	800	1200	1800		
9.1, *б*	От токоведущих частей до сплошных ограждений	*Б*	95	120	150	210	320	730	1130	1730		
9.1, *в*	От токоведущих частей до сетчатых ограждений	*В*	165	190	220	280	390	800	1200	1800		
9.1, *в*	Между неогражденными токоведущими частями разных цепей	*Г*	2000	2000	2000	2200	2200	2900	3300	3800		
9.1, *г*	От неогражденных токоведущих частей до пола	*Д*	2500	2500	2500	2700	2700	3400	3700	4200		
9.1, *г*	От неогражденных линейных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	*Е*	4500	4500	4500	4750	4750	5500	6000	6500		
9.1, *в*	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	*Ж*	80	110	150	220	350	900	1300	2000		

ждения на расстоянии *В* (табл. 9.1). Электрические аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2,2 м и более, разрешается не ограждать, если выполнены изложенные выше требования. Применение барьеров для ограждений токоведущих частей в открытых камерах не допускается, а для комплектных ячеек — не требуется. Неогражденные неизолированные токоведущие части различных цепей, находящиеся от пола на высоте, большей размера *Д*, должны

Рис. 9.1. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ

быть расположены на таком расстоянии друг от друга, при котором при отключении какой-либо цепи обслуживание ее может производиться безопасно при наличии напряжения на соседних цепях. В частности, между неогражденными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора обслуживания, должно быть расстояние не менее размера *Г* (рис. 9.1, *в* и табл. 9.1).

Ширина коридоров обслуживания должна обеспечивать удобное обслуживание элементов электроустановки и перемещение оборудования при его замене и ремонтах; она составляет (в свету между ограждениями) не менее 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Ширина коридоров управления, где находятся приводы выключателей или разъединителей, должна быть соответственно не менее 1,5 и 2 м. В последнем случае при длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора до 1,8 м. Ширина взрывного коридора, т. е. коридора, куда возможен выброс продуктов взрыва выключателей, должна быть не менее 1,2 м. Допускается местное сужение коридора обслуживания и взрывного коридора строительными конструкциями не более чем на 0,2 м.

Количество выходов из РУ наружу или в другие помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями зависит от длины РУ: при длине РУ до 7 м можно иметь один выход; при длине 7—60 м необходимы два выхода по концам; при длине более 60 м — два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ. Взрывные коридоры большой длины следует разделять несгораемыми перегородками на отсеки длиной не более 60 м.

Баковые масляные выключатели, содержащие более 60 кг масла, устанавливают в отдельных взрывных камерах с выходом наружу или во взрывной коридор. Баковые масляные выключатели, содержащие 25—60 кг масла, могут устанавливаться как во взрывных, так и в открытых камерах. В последнем случае, а также при наличии выхода из камеры во взрывной коридор выключатели выбирают с

20 %-ным запасом по отключающей мощности. Баковые масляные выключатели с количеством масла до 25 кг, маломасляные выключатели, а также выключатели без масла устанавливают в открытых камерах. При установке маломасляных выключателей, имеющих в одной фазе более 60 кг масла, в каждой камере предусматривается порог, рассчитанный на удержание полного объема масла. Выключатели, устанавливаемые в открытых камерах, отделяются друг от друга несгораемыми перегородками. Такими же перегородками или металлическими щитами они отделяются от привода. Верхняя кромка перегородки или щита должна быть на высоте не менее 1,9 м от пола. Для воздушных выключателей защитный щит не требуется. При установке в РУ масляных выключателей и других маслонаполненных аппаратов со значительным объемом масла в зависимости от количества масла и месторасположения аппаратов (1-й этаж, 2-й этаж и т. п.) в соответствующих камерах согласно ПУЭ выполняют маслоудерживающие приямки, пороги, пандусы, маслоприемники или маслоотводы в дренажную систему.

Реакторы устанавливаются в камерах, размеры которых определяются габаритами реакторов, условиями монтажа, удобством размещения реакторов и шин, а также условиями нагрева металлических и железобетонных конструкций в магнитном поле реакторов. Реакторы на небольшие номинальные токи устанавливают вертикально, а на большие токи — ступенчато или горизонтально. Установочные размеры определяются заводом-изготовителем и указываются в каталогах. Вентиляция помещений трансформаторов и реакторов должна обеспечивать отвод выделяемого тепла, причем разность температур воздуха, входящего и выходящего из помещений (камер) трансформаторов, должна быть не более 15 °С, камер реакторов на ток до 1000 А — не более 30 °С, реакторов на ток более 1000 А — не более 20 °С. Взрывные коридоры, а также коридоры для обслуживания открытых камер, содержащих оборудование, наполненное маслом или залитое компаундом, оборудуют специальной, не связанной с другими вентиляционными устройствами, аварийной вытяжной вентиляцией, включаемой извне и рассчитанной на пятикратный обмен воздуха в час.

Таблица 9.2

Номер рисунка	Расстояние	Обозначение	Наименьшие изоляционные расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, мм, при номинальных напряжениях, кВ							
			до 10	20	35	110	150	220	330	500
9.2, *а*, *б*, *в*	От токоведущих частей или элементов изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций	$A_{ф-з}$	200	300	400	900	1300	1800	2500	3750
9.2, *а*, *б*	Между проводами разных фаз	$A_{ф-ф}$	220	330	440	1000	1400	2000	2800	4200
9.2, *в*, *д*, *и*	От токоведущих и незаземленных частей до постоянных внутренних ограждений, до габаритов транспортируемого оборудования; от контактов разъединителей до токоведущих частей	*Б*	950	1050	1150	1650	2050	2550	3250	4500
9.2, *ж*	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	*В*	950	1050	1150	1650	2050	3000	4000	5000
9.2, *г*, *к*	От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	*Г*	2900	3000	3100	3600	4000	4500	5000	6450
9.2, *е*, *ж*, *з*, *к*	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой; от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора; между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	*Д*	2200	2300	2400	2900	3300	3800	4500	5750
9.2, *и*	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	*Ж*	240	365	485	1100	1550	2200	3100	4600

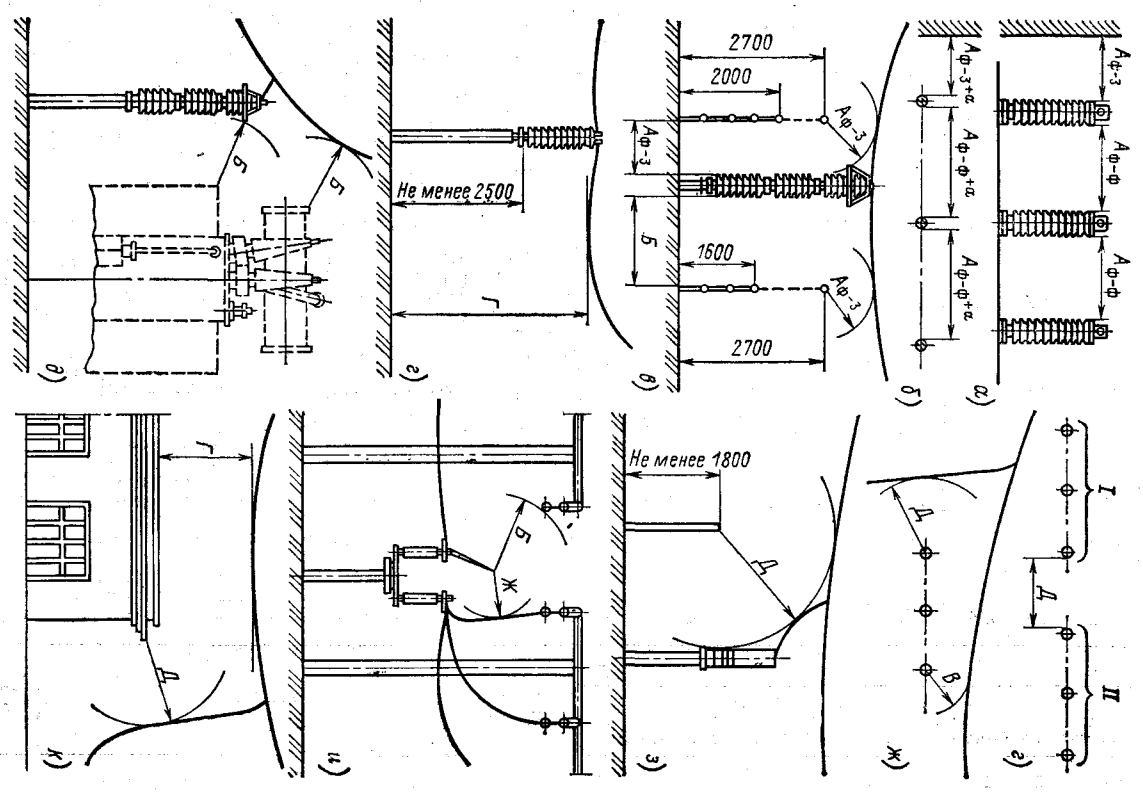


Рис. 9.2. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Требования к конструкциям ОРУ. Расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ должны быть не менее приведенных в табл. 9.2, которая составлена применительно к рис. 9.2. При использовании гибких шин расстояние в свету между токоведущими и заземленными частями, а также между токоведущими частями при их расположении в одной горизонтальной плоскости должно быть согласно ПУЭ не менее, м,

$$A_{ф-з,г} = A_{ф-з} + a;$$

$$A_{ф-ф,г} = A_{ф-ф} + a,$$

где

$$a = f \sin \alpha;$$

f — стрела провеса провода при температуре +15 °С, м;

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{P}{Q};$$

P — сила, с которой ветер действует на 1 м провода, Н/м; $Q = mg$ — вес 1 м провода, Н/м.

Скорость ветра принимается равной 60 % скорости, учтенной при расчете строительных конструкций.

В ОРУ при токах трехфазного короткого замыкания 20 кА и более гибкие шины проверяют на возможность схлестывания или опасного в отношении пробоя сближения в результате динамического действия токов КЗ. В ОРУ вдоль выключателей предусматривают проезд не менее 4 м по ширине и высоте для транспортировки передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Допускается иметь ширину проезжей части различных внутриплощадочных дорог 3,5 м и более, причем при определении габаритов проездов должны быть учтены размеры применяемых механизмов и приспособлений. Расстояние от неогражденных токоведущих частей до машин, механизмов и транспортируемого оборудования должно быть не менее размера $Б$ (см. табл. 9.2). Расстояние между неогражденными токоведущими частями разных цепей, расположенных в разных плоскостях, должно быть по вертикали не менее размера $В$, а по горизонтали — не менее размера $Д$. При этом обеспечивается возможность обслуживания нижней цепи при неотключенной верхней и одной горизонтально расположенной цепи при

наличии напряжения на другой. В случае цепей разного напряжения размеры $В$ и $Д$ принимаются по их значениям, соответствующим электрической сети более высокого напряжения.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов и реакторов, имеющих в единице (в одном баке) более 1000 кг масла, а также баковых масляных выключателей напряжением 110 кВ и выше выполняют маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на прием 100 % масла трансформатора или реактора и 80 % масла бака выключателя. На дно маслоприемника укладывают крупный чистый гравий, гранитный или иной непористый щебень, причем толщина слоя должна быть такой, чтобы верхний уровень был не менее чем на 25 см выше поверхности планировки. Маслоотводы должны обеспечивать сток из маслоприемника масла и воды, применяемой при тушении пожара, в системы отвода ливневых вод на безопасное в пожарном отношении расстояние. При этом 50 % масла и 100 % воды должны удаляться за время не более 15 мин.

Контактные соединения проводов и шин, а также присоединения к электрическим аппаратам выполняют опрессовкой или сваркой. В отдельных случаях для подсоединения электрических аппаратов допускаются болтовые соединения. Они допускаются также для соединения шин во временных установках, если применение неразъемных соединений (сварных или опрессованных) связано с большим объемом работы по перемонтажу шин.

9.2. ТИПОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Руководствуясь требованиями ПУЭ, ведущие проектные организации (институты «Атомтеплоэлектропроект», «Энергосетьпроект», «Гидропроект», «ВНИПИэнергопром», «Электропроект», «Тяжпромэлектропроект») периодически разрабатывают новые типовые конструкции РУ различного напряжения электростанций и подстанций применительно к электрическим схемам, рекомендуемым нормами техноло-

гического проектирования. Типовые конструкции являются основой при разработке проектными организациями РУ конкретных электроустановок. Кроме типовых конструкций для РУ разрабатывают схемы заполнения, показывающие взаимные расположения элементов, а также поэтажные планы и детальные разрезы ячеек. В отдельных случаях схемы заполнения и планы совмещают на одном чертеже.

При разработке типовых конструкций по возможности используют достижения науки и техники в различных областях на современном этапе, возможности промышленности и строительной индустрии, накопленный опыт проектирования и эксплуатации электроустановок, прогнозные данные о ресурсах, показателях надежности и о технико-экономических характеристиках, закладываемых в проекты материалов, оборудования, строительных элементов и т. п. В типовых проектах находят отражение прогрессивные решения, использующие новейшее оборудование, поставляемое или осваиваемое заводами, причем, как правило, в полностью собранном виде или в крупноблочном исполнении; комплектные ячейки и узлы; унифицированные строительные конструкции и элементы стандартных габаритов. Типовые конструкции распредустройств проектируют с учетом возможности широкого использования современных средств механизации строительных, монтажных и ремонтных работ. Анализируются возможности создания конструкций распредустройств с новыми типами изоляции электрооборудования (литая, элегазовая и т. п.), позволяющими резко уменьшить габариты ЗРУ. Ниже дается краткая характеристика некоторых типовых конструкций ЗРУ.

Закрытые распределительные устройства 3—20 кВ. Распределительные устройства 6—10 кВ электростанций и подстанций при отсутствии реакторов на отходящих линиях, а также РУ 3—6 (10) кВ собственных нужд электростанций выполняют из комплектных ячеек. Генераторные РУ при наличии реакторов на отходящих линиях выполняют с использованием как комплектных, так и сборных ячеек.

На напряжениях 10—24 кВ мощные генераторы и блочные трансформаторы соединяют между собой закрытыми экранированными токопроводами с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд.

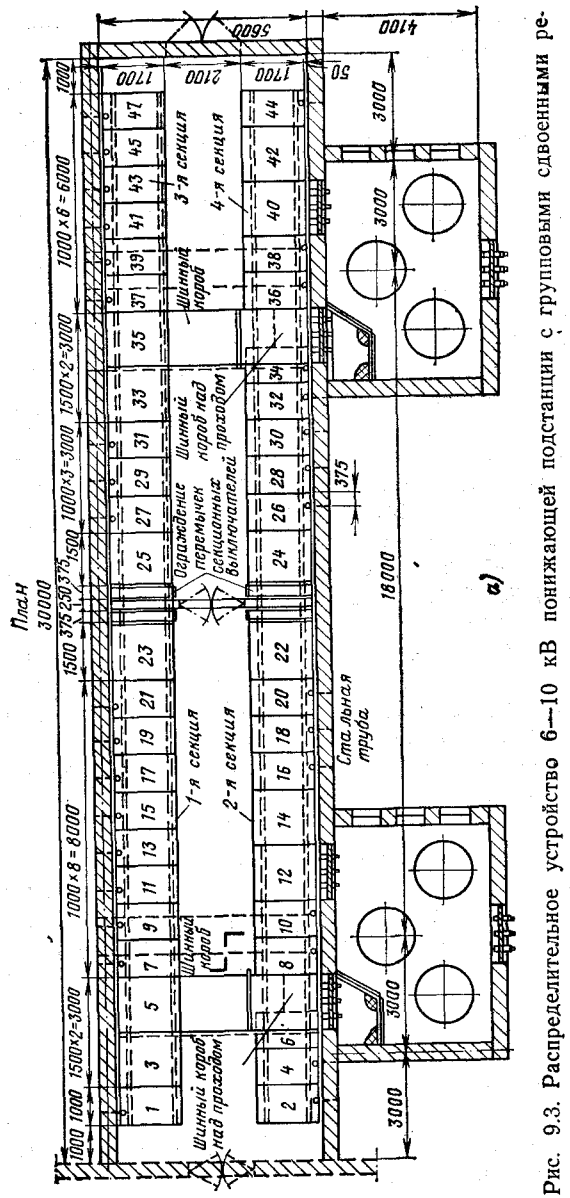


Рис. 9.3. Распределительное устройство 6—10 кВ понижающей подстанции с групповыми сдвоенными реакторами:

а — план

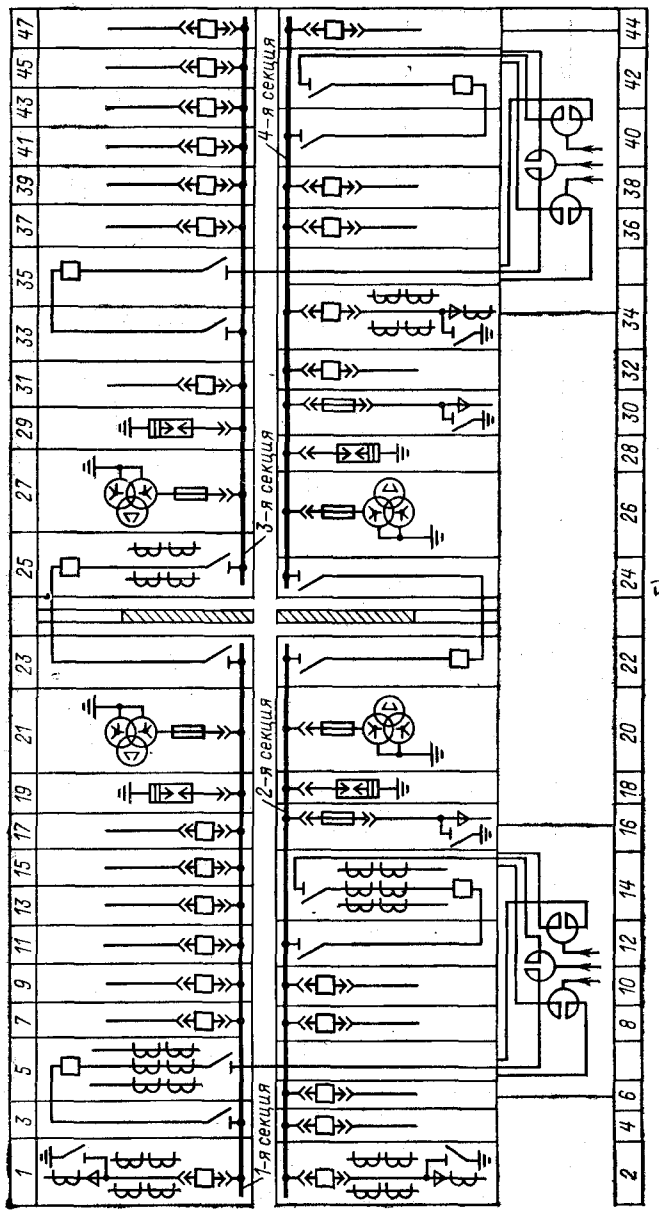


Рис. 9.3. Продолжение
б — схема заполнения

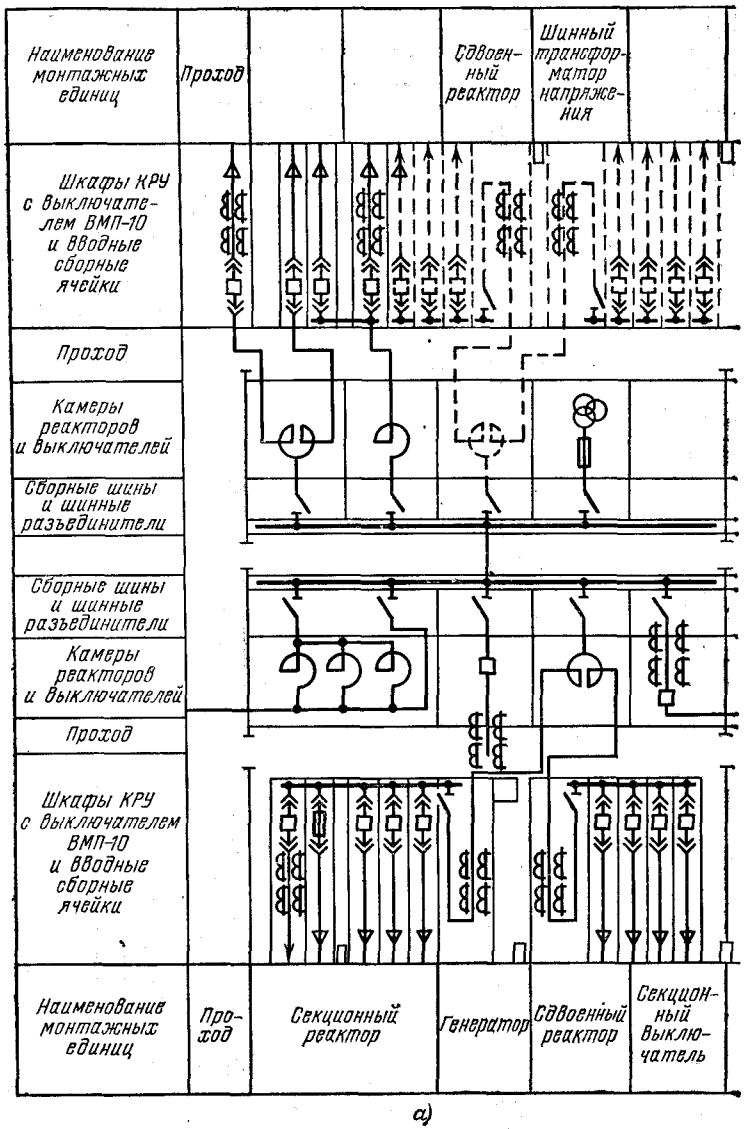
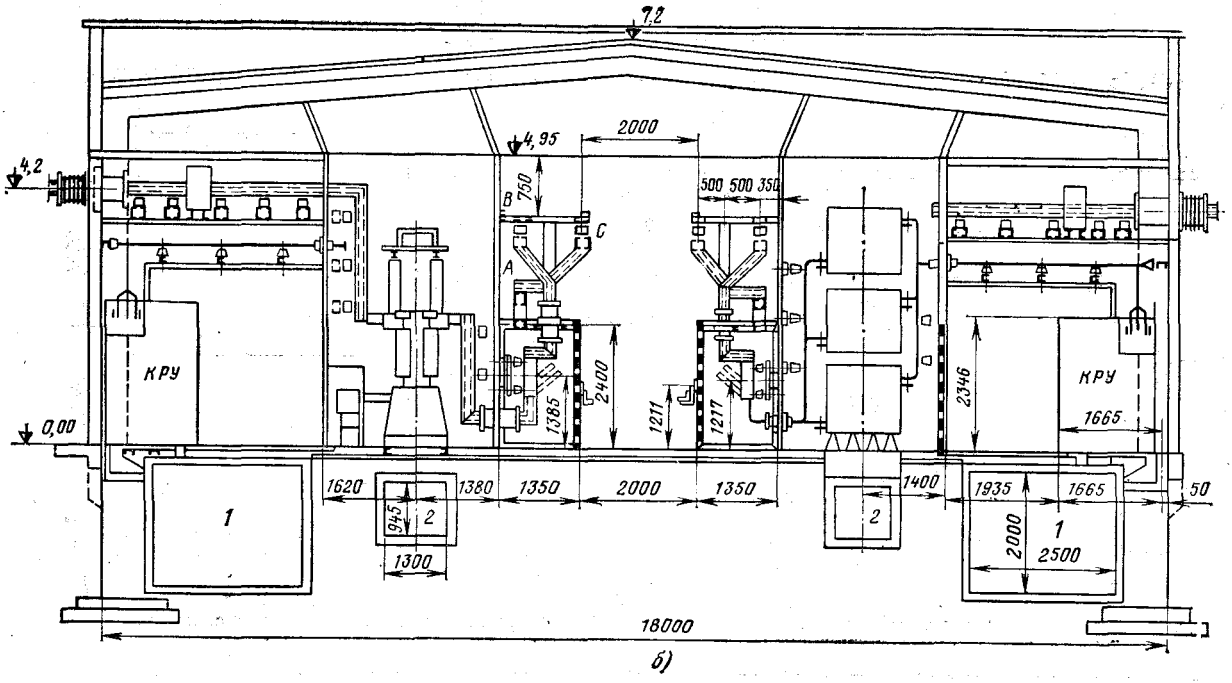


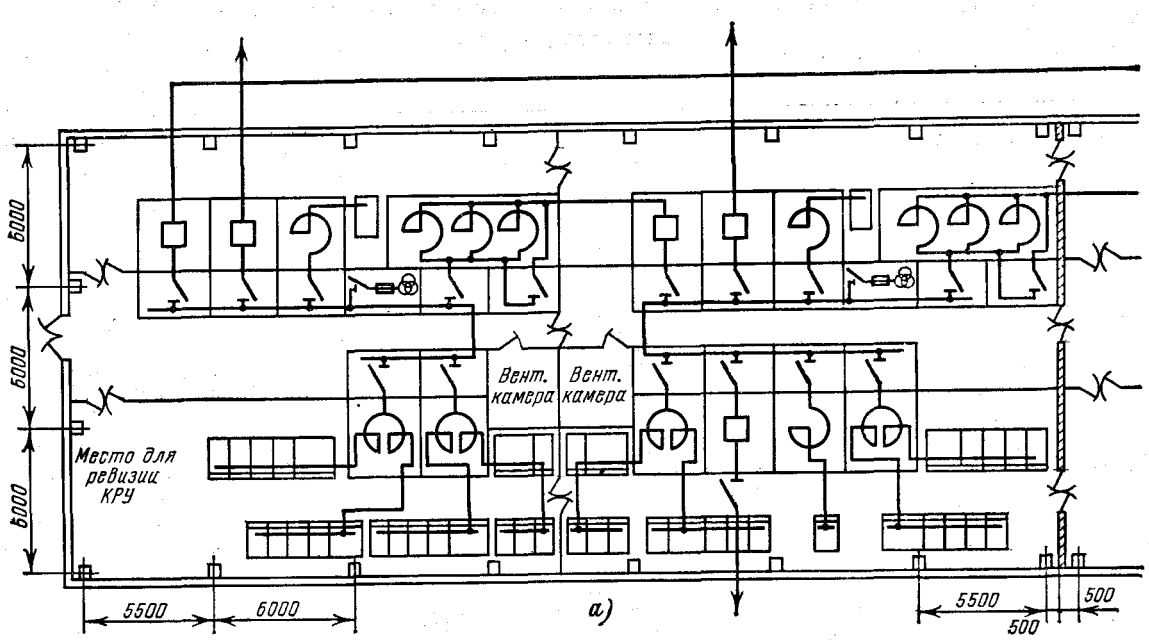
Рис. 9.4. ГРУ 6—10 кВ одноэтажное с одной системой сборных шин (ТЭП, 1962 г.):
а — схема заполнения



б)

Рис. 9.4. Продолжение

б — поперечный разрез; *1* — кабельный канал; *2* — вентиляционный канал



а)

Рис. 9.5. ГРУ 6—10 кВ одноэтажное с одной системой сборных шин (Промэнергопроект, 1967 г.):

а — план-схема заполнения по I варианту

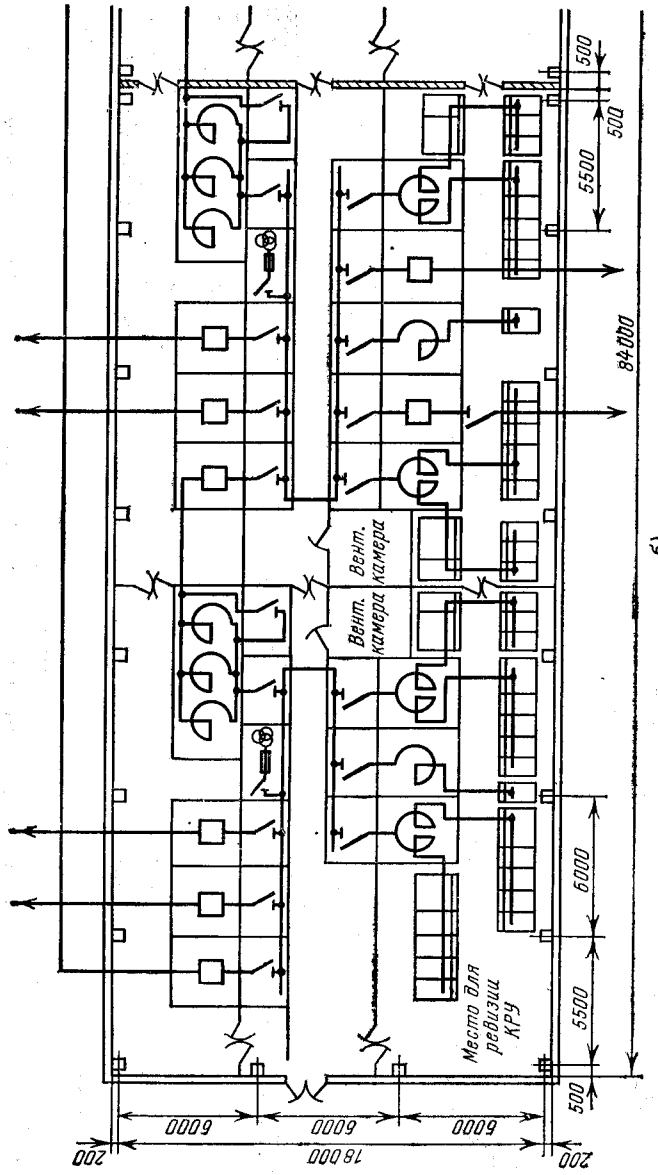


Рис. 9.5. Продолжение

б — план-схема заполнения по III варианту

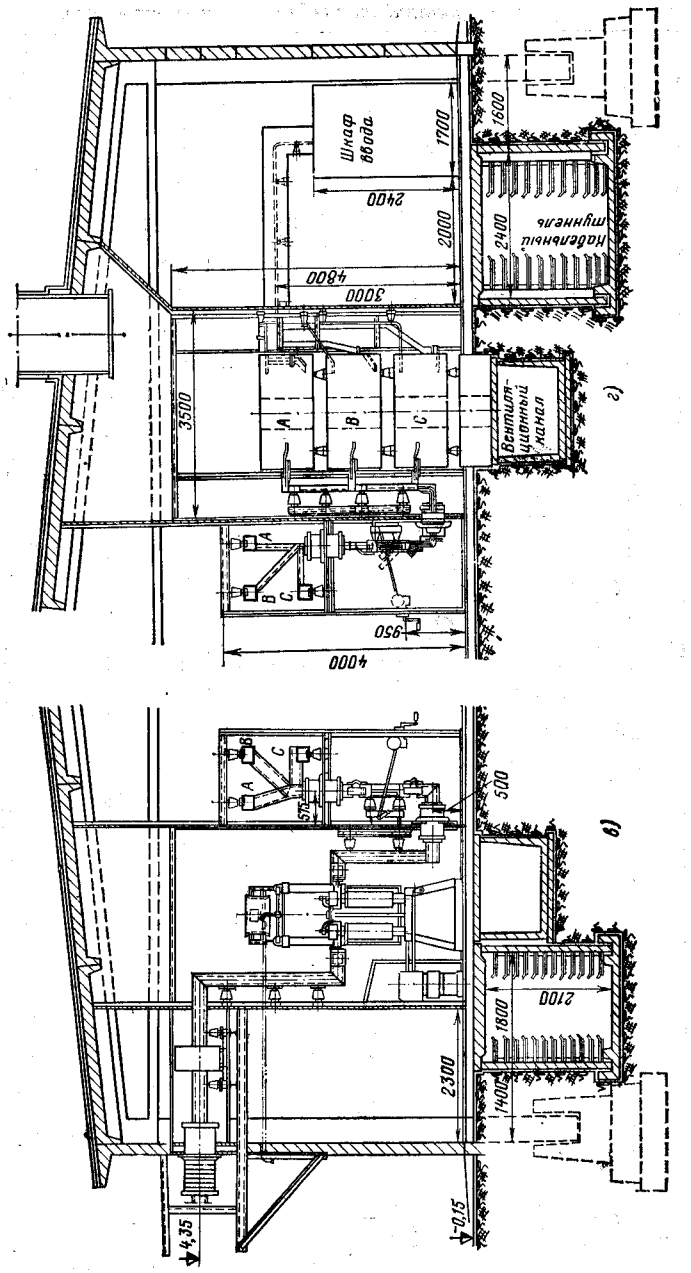
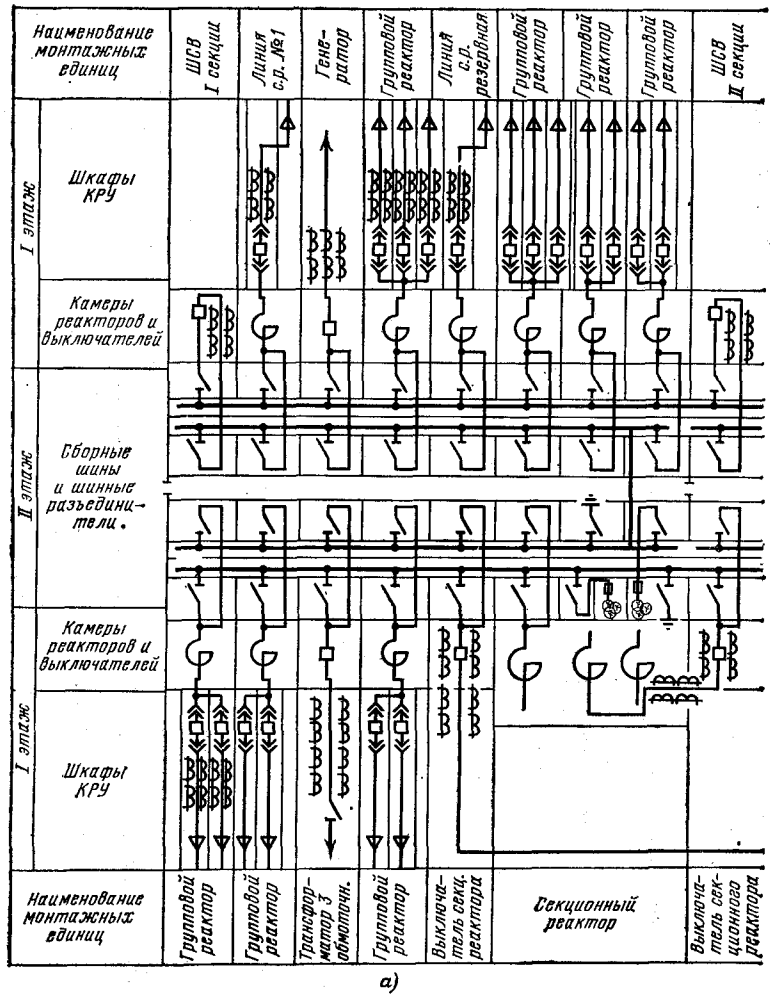


Рис. 9.5. Продолжение

в — поперечный разрез по ячейке генератора; *г* — поперечный разрез по групповому реактору



а)

Рис. 9.6. ГРУ 6—10 кВ двухэтажное с двумя системами сборных шин (ТЭП, 1963 г.):

а — схема заполнения

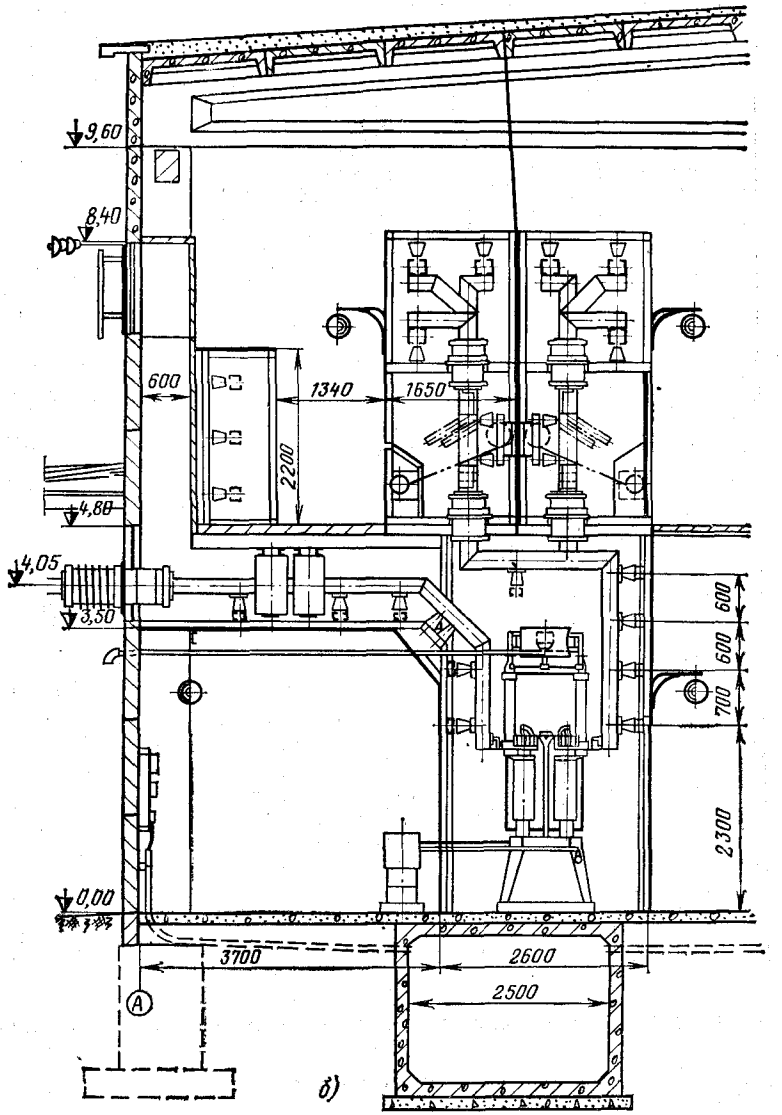


Рис. 9.6. Продолжение

б — поперечный разрез по ячейке генератора

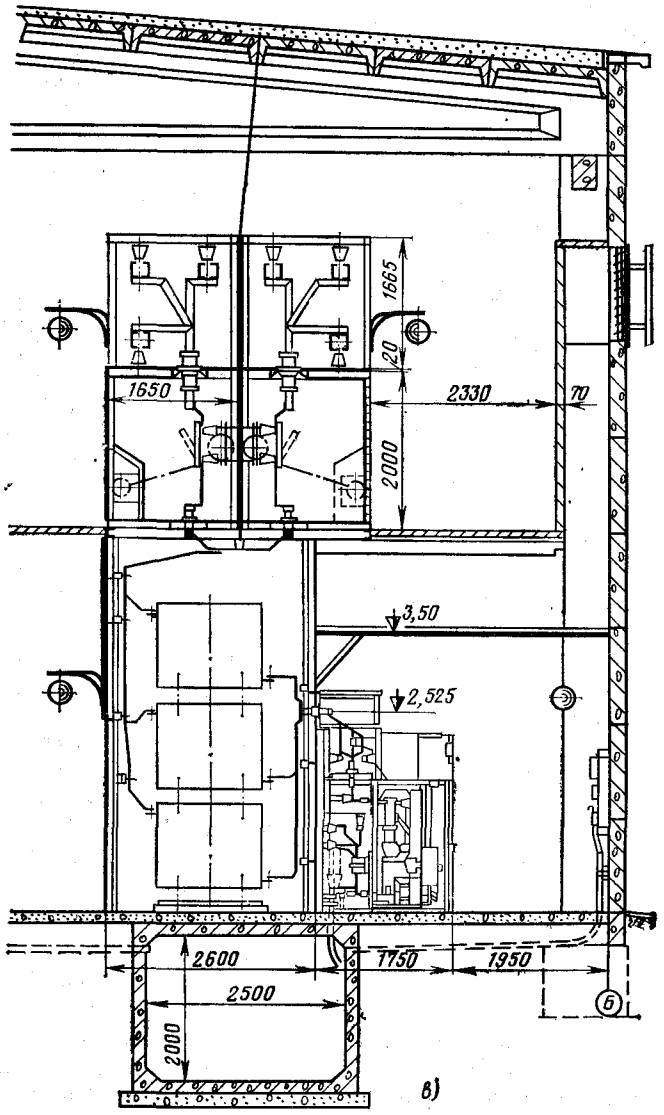


Рис. 9.6. Продолжение

в — поперечный разрез по ячейке отходящей линии

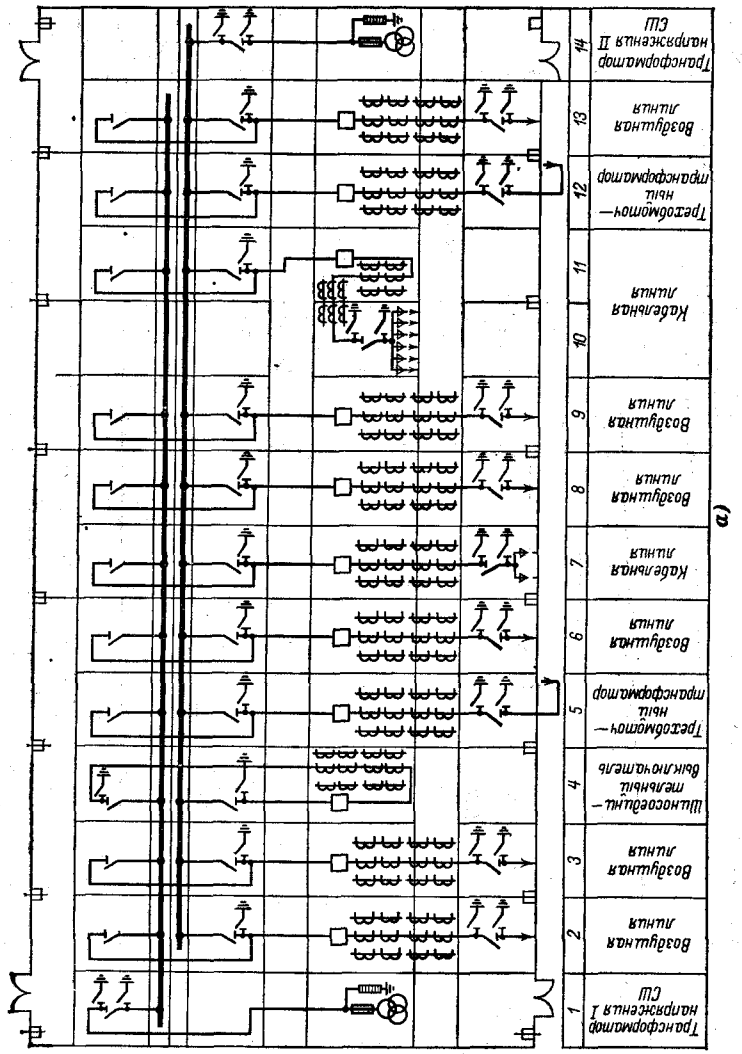
Распределительное устройство 6—10 кВ понижающей подстанции с групповыми сдвоенными реакторами. При двух сдвоенных реакторах такое РУ выполняют одноэтажным, с двухрядной установкой ячеек КРУ, с четырьмя секциями, с одним коридором и с двумя отсеками (рис. 9.3). Групповые реакторы устанавливают в пристройках к зданию РУ. Для доступа в реакторное помещение между ячейками *6* и *8*, а также *34* и *36* предусматривают проходы. Кабельные линии непосредственно из ячеек КРУ выводят наружу.

ГРУ 6—10 кВ с одной системой сборных шин, представленное на рис. 9.4, рассчитано на ударный ток 300 кА и выполнено одноэтажным. Здание имеет ширину 18 м и три прохода. В центральной части здания расположены блоки сборных шин и шинных разъединителей; далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения. У стены здания расположены ячейки КРУ. Имеются два подземных кабельных туннеля и два вентиляционных канала. Ячейки ГРУ рассчитаны на установку выключателей типа МГ-20. Шаг ячейки равен 3 м.

ГРУ 6—10 кВ с одной системой сборных шин, показанное на рис. 9.5, также рассчитано на ударный ток 300 кА и выполнено одноэтажным. Разработаны три варианта ГРУ для ТЭЦ с четырьмя генераторами по 60 МВт: I вариант — с групповыми реакторами; II вариант — с групповыми реакторами и мощными токопроводами; III вариант — с групповыми и индивидуальными реакторами.

Компоновочное решение подобно принятому на рис. 9.4. Шаг ячейки составляет 3 м, а пролет здания — 18 м.

ГРУ 6—10 кВ с двумя системами сборных шин, показанное на рис. 9.6, рассчитано на ударный ток 300 кА и выполнено двухэтажным с тремя коридорами на каждом этаже. Пролет здания составляет 15 м, шаг по длине — 6 м, шаг ячеек нестандартный — 2,4 м. Выключатели (типов МГ-10 и МГ-20), секционные реакторы (до 4 кА) и групповые линейные реакторы (до 1,5 кА) расположены на первом этаже. Ячейки КРУ примыкают к ячейкам реакторов. Блоки шин и шинных разъединителей расположены на втором этаже. Имеется два подземных кабельных туннеля.



а)

Рис. 9.7. ЗРУ 35 кВ с двумя системами сборных шин (ТЭП, 1962 г.):
а — схема заполнения

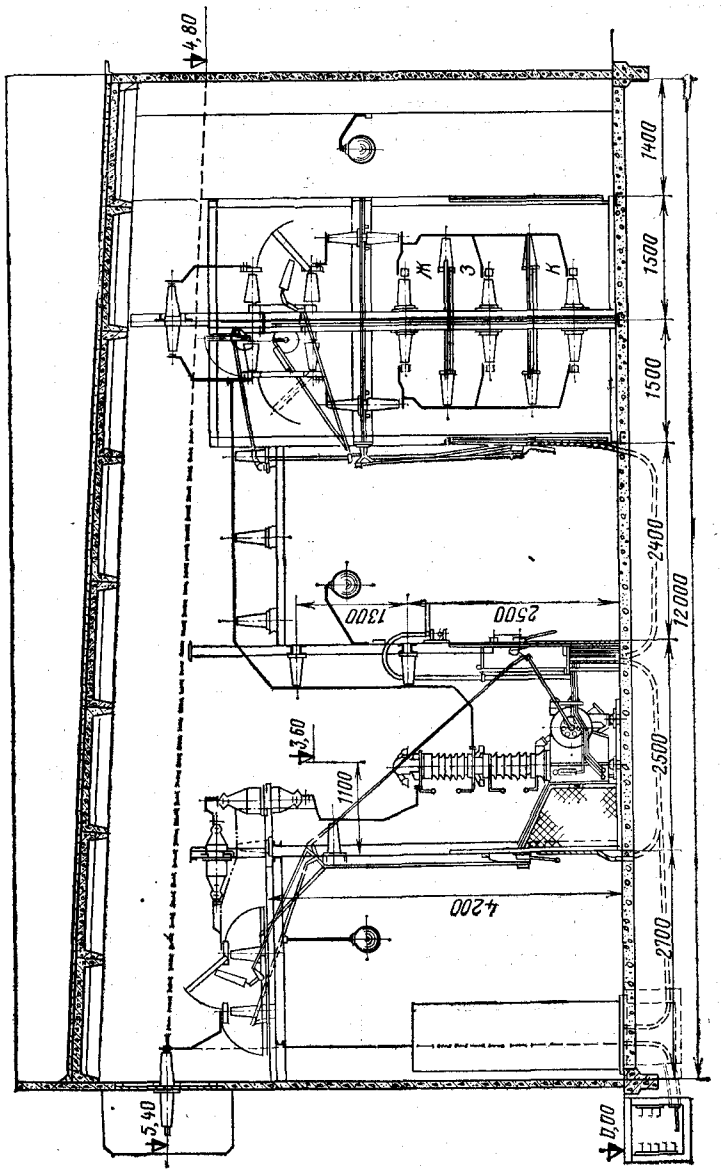


Рис. 9.7. Продолжение
б — поперечный разрез

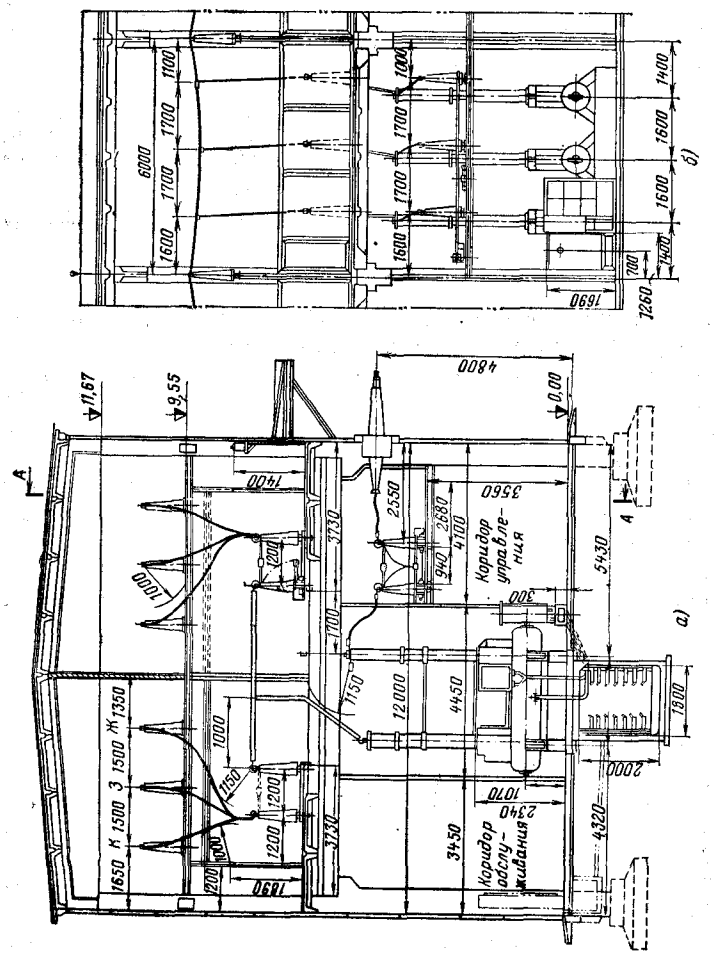


Рис. 9.8. ЗРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин (ТЭП, 1959 г.):
а — поперечный разрез; *б* — разрез по *А—А*

Закрытые распределительные устройства 35—110 кВ. В СССР закрытые РУ с обычным оборудованием, предназначенным для наружной установки, спроектированы и выполнены на напряжения 35—220 кВ. За рубежом такого рода ЗРУ выполнены на напряжения до 500 кВ. Ряд зарубежных фирм в последнее время комплектно поставляет малогабаритные КРУЭ для внутренней установки. В СССР КРУЭ 110 и 220 кВ успешно эксплуатируются на ряде подстанций в г. Москве, на Старо-Оскольском металлургическом комбинате и на ряде других объектов.

ЗРУ 35 кВ с двумя системами сборных шин (рис. 9.7) выполнено одноэтажным с пролетом здания 12 м, с шагом колонн по длине здания 6 м и с шагом ячейки 3 м. Имеются два коридора обслуживания и один коридор управления. ЗРУ рассчитано на установку выключателей типов ВВН-35 и МГ-35. Сборные шины, рассчитанные на номинальный ток 2000 А и ударный ток 82 кА, расположены в вертикальной плоскости и имеют междуфазные перегородки. У стены здания со стороны линейных вводов располагаются панели релейной защиты. Подземный кабельный туннель расположен у стены здания снаружи.

ЗРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин (рис. 9.8) выполнено двухэтажным с пролетом здания 12 м и шагом колонн по длине здания 6 м. ЗРУ рассчитано на установку выключателей типа ВВН-110. Обходная система шин располагается вне здания. На втором этаже имеются два коридора обслуживания, а на первом—коридор обслуживания (в нем расположены панели релейной защиты) и коридор управления. Под ячейками находится совмещенный туннель для прокладки контрольных кабелей и воздухопроводов воздушных выключателей.

9.3. ТИПОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Типовые конструкции открытых распределительных устройств разрабатываются с учетом необходимости широкого использования унифицированных железобетонных конструкций и укрупненных блоков электрооборудования заводского исполнения. В проекты закладываются современные компоновочные решения, учитывающие как особенности

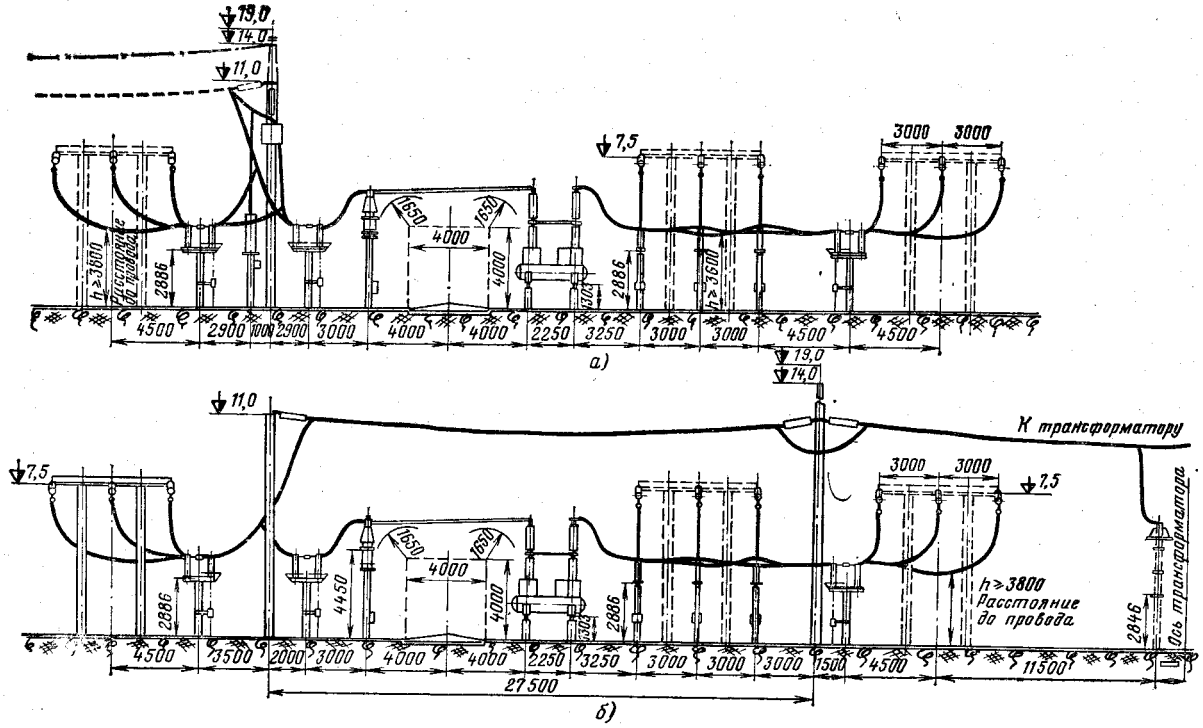


Рис. 9.9. ОРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин и с обходной системой (Энергосетьпроект, 1963 г.):
а — разрез по ячейке линии; *б* — разрез по ячейке силового трансформатора

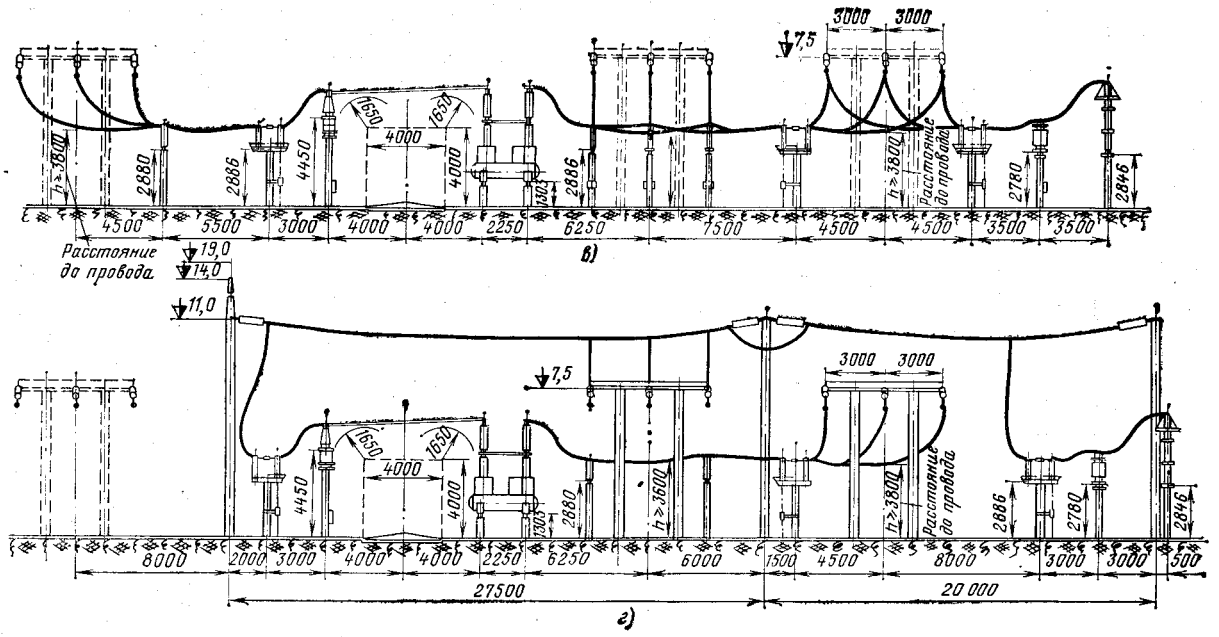


Рис. 9.9. Продолжение
в — разрез по ячейке обходного выключателя; *г* — разрез по ячейке шиносоединительного выключателя

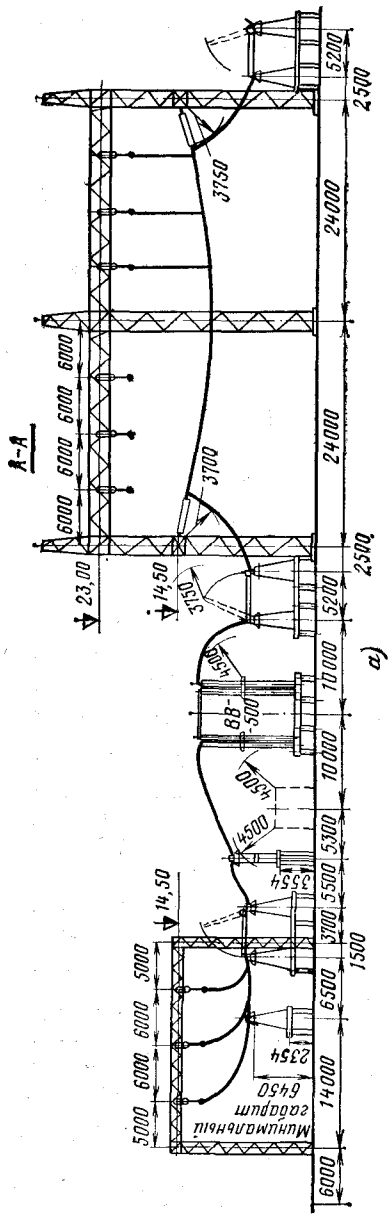


Рис. 9.10. ОРУ 500 кВ по схеме многоугольника (ТЭП, 1965 г.):
а — разрез по *А—А*

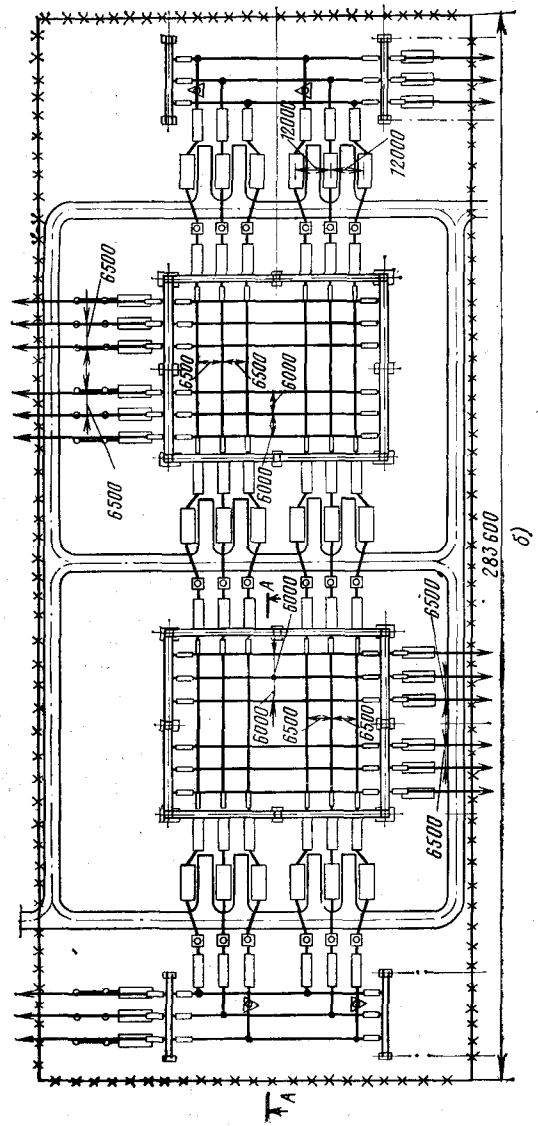


Рис. 9.10. Продолжение
б — план

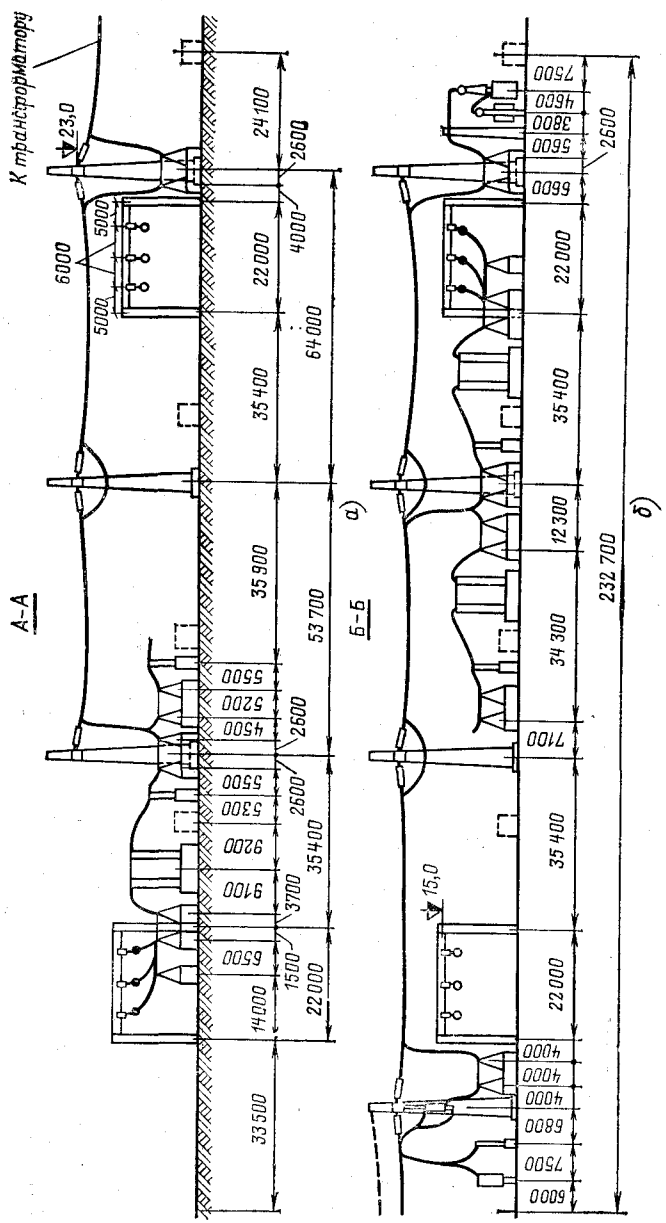


Рис. 9.11. ОРУ 500 кВ с полутора выключателями на цепь, с трехрядной установкой выключателей и с чередующимся присоединением линий и трансформаторов (ТЭП, 1965 г.):

а — разрез по ячейке трансформатора; *б* — разрез по ячейке линии

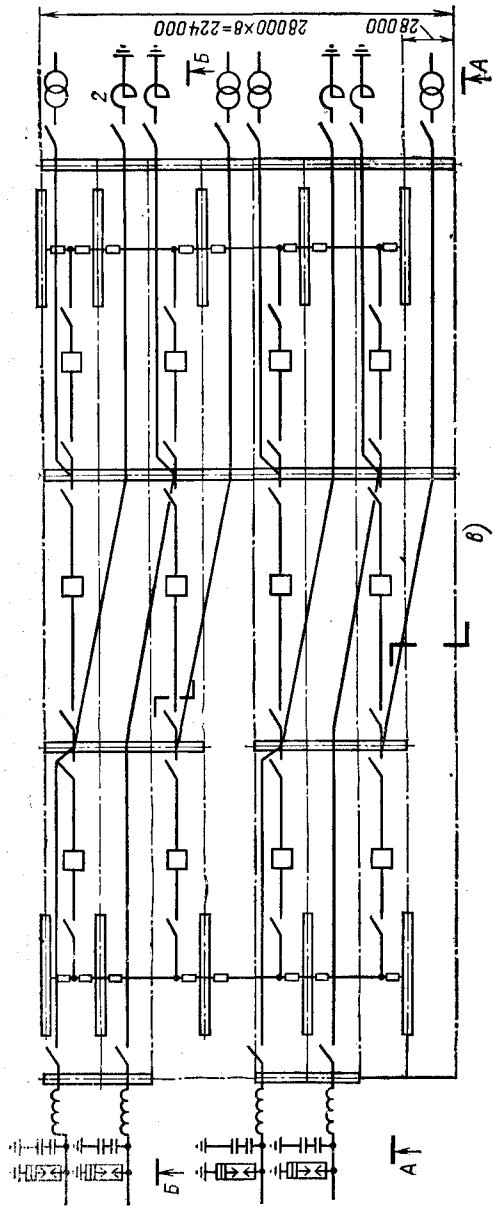


Рис. 9.11. Продолжение

в — схема заполнения

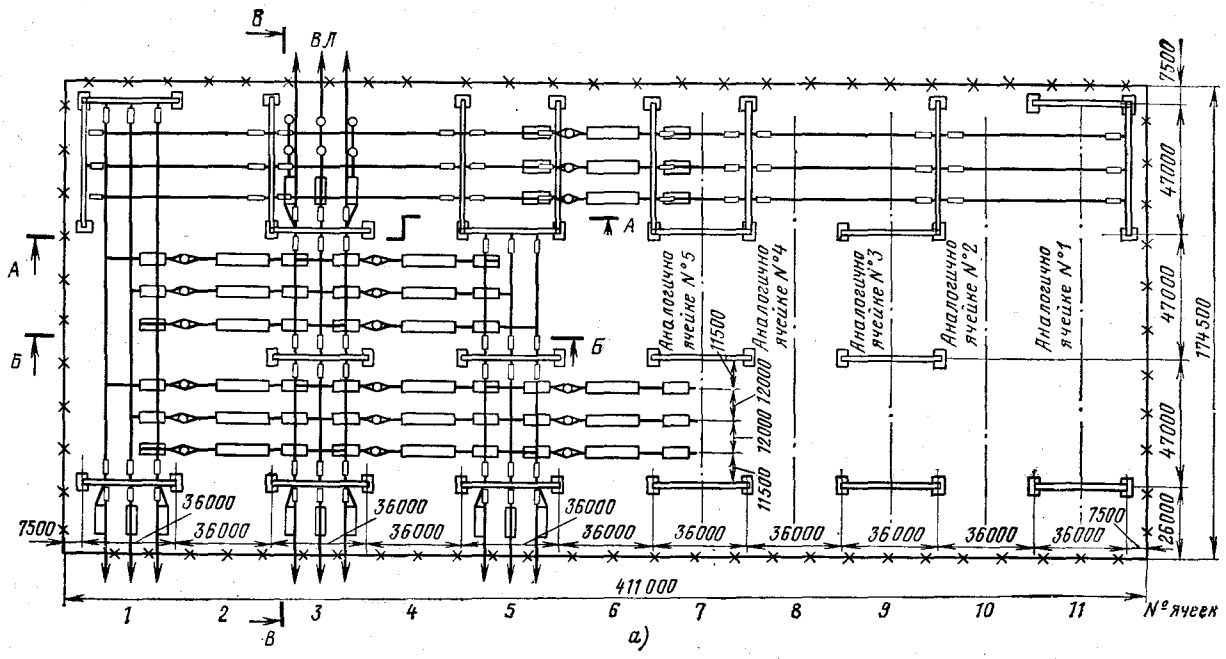


Рис. 9.12. ОРУ 750 кВ по схеме двух связанных четырехугольников с выключателями в перемычках (ТЭП, 1964 г.):

а — план

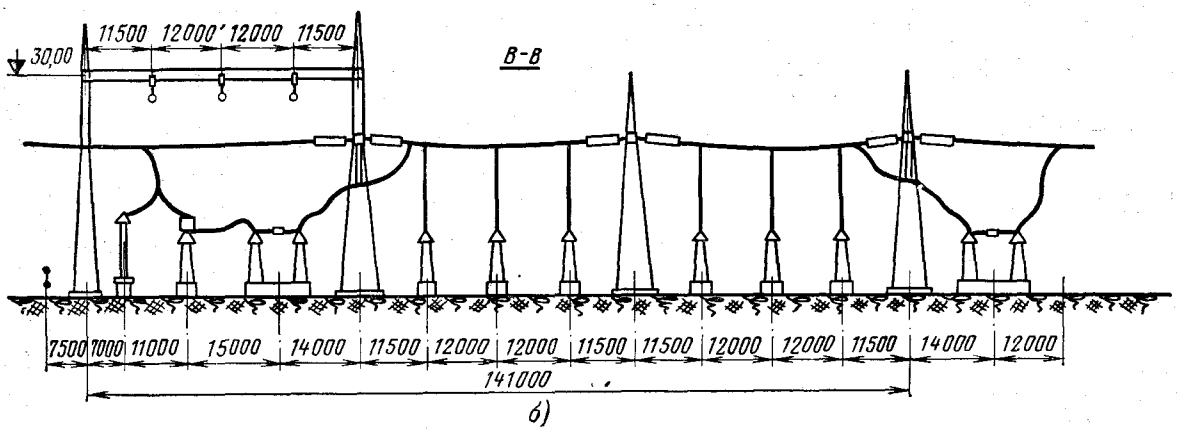


Рис. 9.12. Продолжение

б — разрез

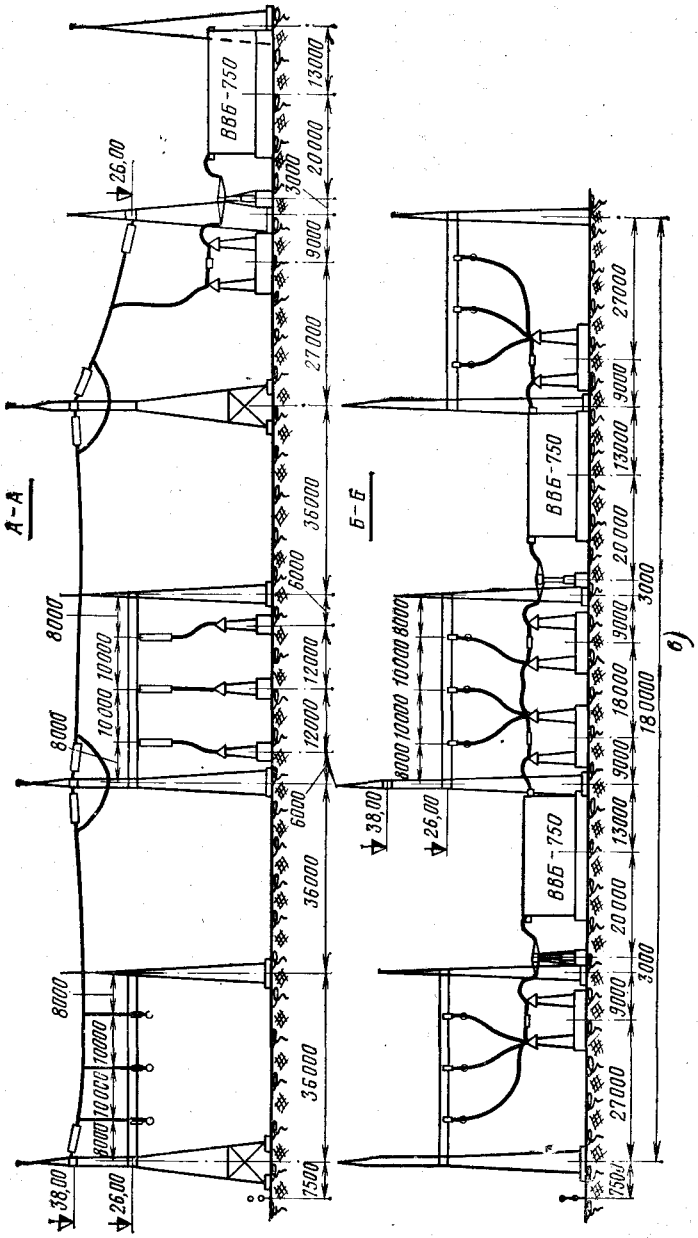


Рис. 9.12. Продолжение
в — разрез

конструкций новых типов электрооборудования (модульность выключателей, двухколонковая конструкция разъединителей, подвесная конструкция разъединителей и т. д.), так и требования к возможности дальнейшего расширения ОРУ и использования на всех этапах строительства и эксплуатации ОРУ современных средств механизации работ. Ниже рассматриваются типовые конструкции ОРУ.

ОРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин и с обходной системой (рис. 9.9) может быть выполнено с использованием металлических или унифицированных железобетонных конструкций.

На рис. 9.9 показаны разрезы ОРУ, выполненного с использованием сборных железобетонных конструкций. Две рабочие системы шин примыкают друг к другу, а обходная система шин отнесена за линейные порталы. Выводы к трансформаторам пересекают обе рабочие системы шин, что, естественно, снижает надежность работы ОРУ. Выключатели устанавливают в один ряд. Перед выключателями имеется автодорога для проезда ремонтных механизмов, провоза оборудования и т. п. Соединение между выключателями и трансформаторами тока над проездом выполнено жесткой ошиновкой. Во всех цепях установлены однополюсные двухколонковые разъединители. Под внутренней рабочей системой шин принято асимметричное, так называемое «килевое» расположение разъединителей. Подобную же конструкцию, но с иными габаритами имеют ОРУ 220—500 кВ, выполненные по указанной схеме.

ОРУ 500 кВ по схеме шестиугольника (рис. 9.10) выполнено с использованием металлических конструкций, разъединителей рубящего типа, с двухрядной установкой воздушных выключателей. Шаг выходных ячеек линий и трансформаторов равен 24 м, шаг ячеек выключателей 28 м, расстояние от оси выключателя до автодороги 10 м. Шинные порталы образуют два прямоугольника 48×56 м^2. В РУ предусмотрены два кольца автодорог.

ОРУ 500 кВ с полутора выключателями на цепь и трехрядной установкой выключателей (рис. 9.11) имеет чередующееся подключение линий и трансформаторов. Это потребовало ввести в середине РУ дополнительный портал (если его сравнивать с ОРУ с симметричным подключением элементов). Шунтирующие реакторы установлены вдоль же-

лезнодорожного пути для силовых трансформаторов. Площадь ОРУ составляет 224×232,7 м².

ОРУ 750 кВ, выполненное по схеме двух связанных четырехугольников с выключателями в перемычках (рис. 9.12), предусматривает двухрядную поперечную установку выключателей четырехугольников. Один из выключателей перемычек вынесен в третий ряд. Здесь использованы выключатели типа ВВБ-750 и разъединители двухколонковые типа РЛНД-750. Площадь ОРУ составляет 174,5×411 м².

9.4. КОМПОНОВКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ. РАЗМЕЩЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Под компоновкой (схемой генерального плана) электроустановки понимается взаимное размещение основных и вспомогательных элементов электроустановки на занимаемой ею территории. При разработке главной схемы и схемы собственных нужд электроустановки важно знать как общую компоновку всей электроустановки (электростанции или подстанции), так и возможное месторасположение РУ различного напряжения, что в основном определяется компоновкой и особенностями технологической части установки. Выбор площадки под РУ производится на основании технико-экономических расчетов.

На тепловых электростанциях вопрос о размещении распределительных устройств решается с учетом компоновки устройств системы водоснабжения, расположения угольного склада, системы мазутного или газового хозяйства, удобства вывода электрических линий, удобства подъездных железнодорожных путей и автомобильных дорог. Открытые распредустройства, как правило, располагаются перед фасадом главного корпуса со стороны машинного отделения. Если перед фасадом главного корпуса располагается водоподводящий канал, то ОРУ размещается за каналом. ОРУ могут также располагаться перед постоянным торцом электростанции, а в отдельных случаях и со стороны котельного отделения (за угольным складом или в стороне от него); при этом линии, связывающие силовые трансформаторы с ОРУ, проходят над главным корпусом. В последнем случае могут использоваться специальные опоры или, что менее предпочтительно, дымовые трубы; возможно применение и

кабельных переходов. ОРУ разных напряжений с учетом местных условий и необходимости расширения располагаются параллельно или перпендикулярно друг другу. Аналогичным образом размещаются ЗРУ 35—110 кВ. ЗРУ 6—10 кВ ТЭЦ обычно располагаются перед фасадом главного корпуса со стороны машинного отделения.

Распределительные устройства 3—10 кВ собственных нужд располагаются в главном корпусе у наружной стены машинного отделения или между машинным и котельным отделениями в деаэраторной этажерке. По технико-экономическим показателям оба варианта примерно равноцен-

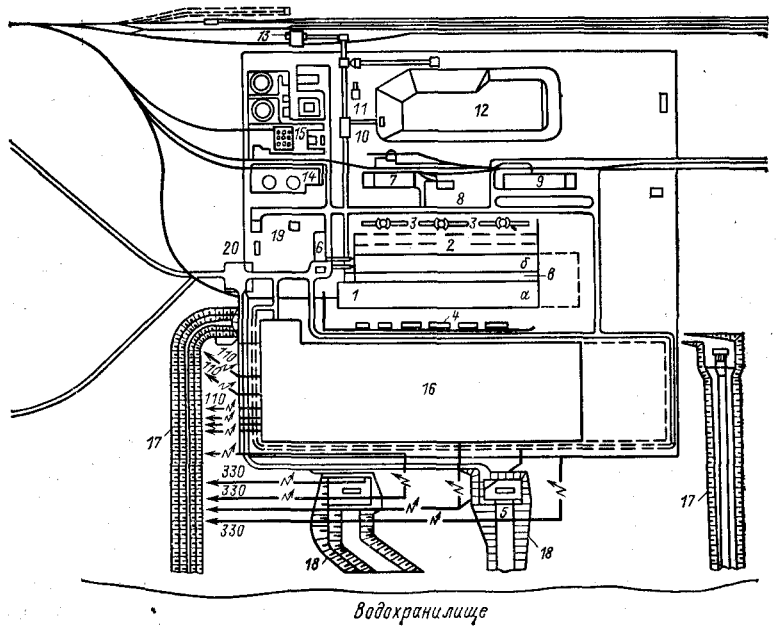


Рис. 9.13. Схема генерального плана типовой КЭС 1200 МВт:

1 — главный корпус; *а* — машинное отделение; *б* — котельное отделение; *в* — бункерное отделение; *2* — золоуловители и дымососы; *3* — дымовые трубы; *4* — площадка трансформаторов; *5* — насосные станции технического водоснабжения; *6* — сужебный корпус; *7* — химическая водоочистка; *8* — компрессорная; *9* — объединенный вспомогательный корпус; *10* — здание дробилок; *11* — эстакады конвейеров топливоподачи; *12* — склад топлива; *13* — вагоноопрокидыватели; *14* — мазутное хозяйство; *15* — масляное хозяйство; *16* — открытые распределительные устройства; *17* — сбросные каналы технического водоснабжения; *18* — подводящие каналы технического водоснабжения; *19* — здание кислородной установки; *20* — проходная

ны. Примеры схем генерального плана КЭС и ТЭЦ даны соответственно на рис. 9.13—9.16 и 9.17, 9.18. Примеры схем генерального плана АЭС показаны на рис. 9.19—9.21.

На рис. 9.20 обозначены: *1* — главный корпус; *2* — открытая площадка трансформаторов; *3* — водозаборные сооружения; *4* — насосная; *5* — открытый склад масла; *6* — емкость сточных вод; *7* — хранилище жидких и твердых отходов; *8* — гараж; *9* — дизель-генераторная; *10* — здание

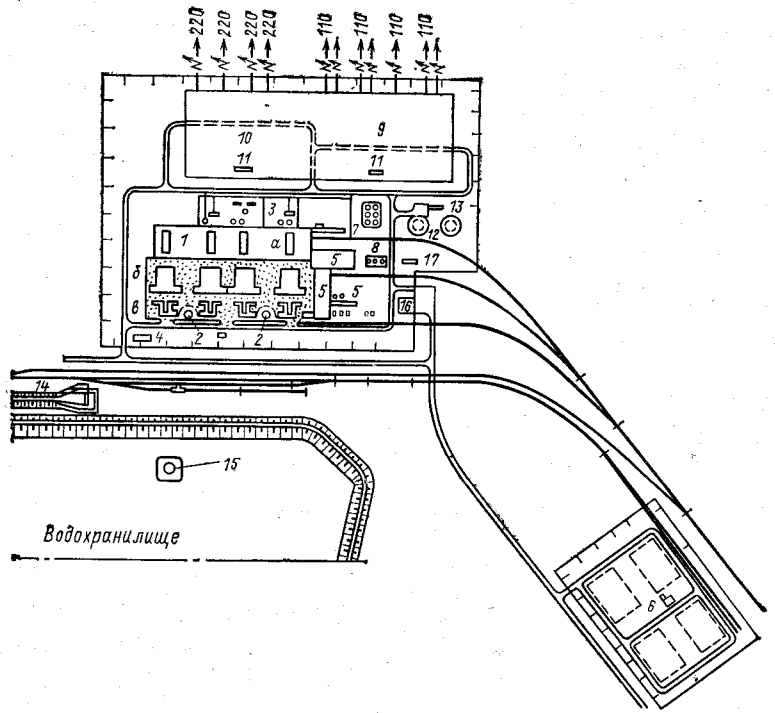


Рис. 9.14. Схема генерального плана открытой КЭС 600 МВт:

1 — главный корпус; *а* — машинное отделение; *б* — котельное отделение; *в* — дымососное отделение; *2* — дымовые трубы; *3* — открытая установка трансформаторов; *4* — насосная станция технического водоснабжения; *5* — объединенный вспомогательный корпус; *6* — мазутное хозяйство; *7* — открытый склад масла; *8* — водородные ресиверы; *9* — открытое распределительное устройство 110 кВ; *10* — открытое распределительное устройство 220 кВ; *11* — помещение релейных щитов; *12* — резервуары для воды; *13* — насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения; *14* — сбросной канал циркуляционной воды; *15* — водоприемник; *16* — проходная; *17* — электролизерная установка

установки подавления активности (УПАК); *11* — корпус обработки сбросных вод; *12* — хранилище твердых отходов; *13* — напорный бассейн; *14* — объединенный вспомогательный корпус; *15* — здание склада химреагентов для химводоочистки; *16* — резервная котельная; *17* — административно-бытовой корпус; *18* — градирни; *19* — склад реагентов; *20* — дизель-генераторная; *21* — азотно-кислородная станция; *22* — компрессорная станция; *23* — склад свежего топлива; *24* — хранилище жидких отходов.

На гидроэлектростанциях РУ 6—10 кВ (если они имеются) и распределительные щиты 380 В собственных нужд располагаются в здании ГЭС, габариты которого определяются размерами основного гидросилового оборудования.

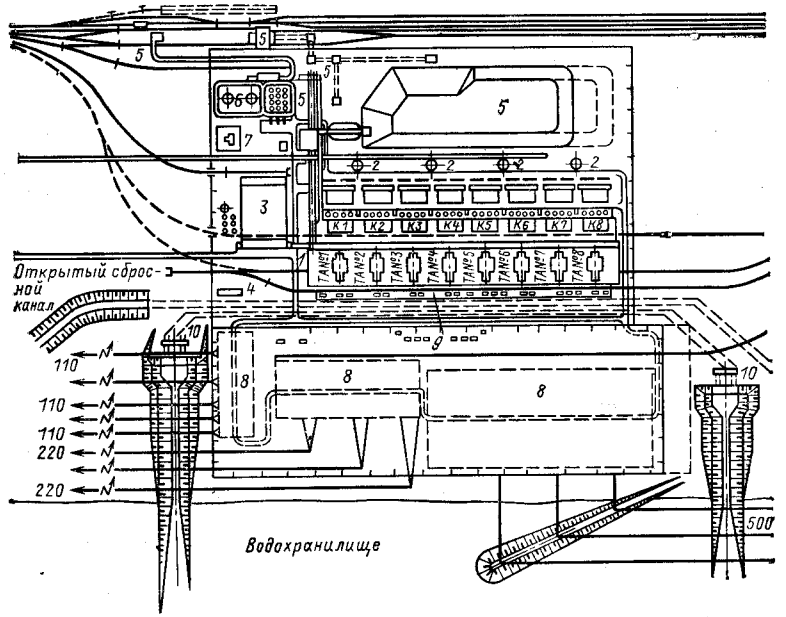


Рис. 9.15. Схема генерального плана типовой КЭС 2400 МВт (вариант с размещением открытого распределительного устройства между водохранилищем и машинным залом):

1 — главный корпус; *2* — дымовые трубы; *3* — вспомогательный корпус; *4* — водородные ресиверы; *5* — сооружения топливоподачи и топливного хозяйства; *6* — мазутное и масляное хозяйство; *7* — ацетилено-кислородная установка; *8* — открытые распределительные устройства 110, 220 и 500 кВ; *9* — установка трансформаторов; *10* — насосные станции технического водоснабжения

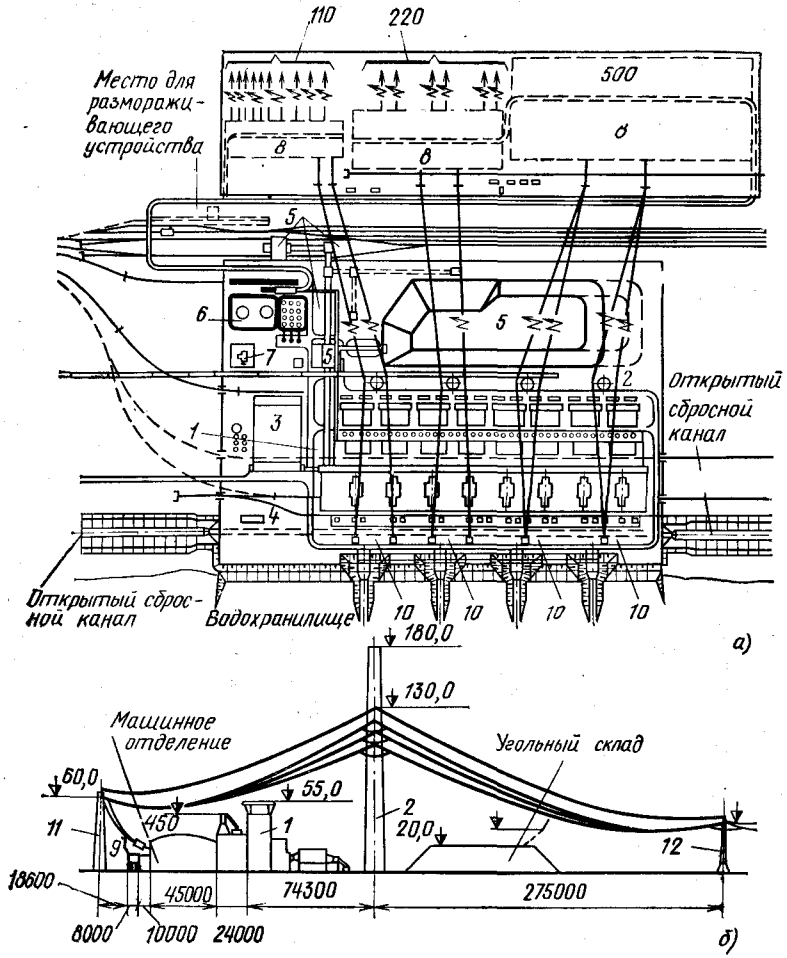


Рис. 9.16. Схема генерального плана типовой КЭС 2400 МВт (вариант с размещением открытого распределительного устройства за угольным складом) *(а)* и переход электрических линий через главный корпус *(б)*:

1 — главный корпус; *2* — дымовые трубы; *3* — вспомогательный корпус; *4* — водородные ресиверы; *5* — сооружения топливоподачи и топливного хозяйства; *6* — мазутное и масляное хозяйство; *7* — ацетилено-кислородная установка; *8* — открытые распределительные устройства 110, 220, 500 кВ; *9* — установка трансформаторов; *10* — насосные станции технического водоснабжения; *11* — опора; *12* — опора у открытого распределительного устройства

Увеличение габаритов здания по условиям размещения электротехнического оборудования допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании. Как правило, электротехническое оборудование размещается по одну сторону от продольной оси здания ГЭС, а гидромеханическое — по другую.

Распределительные устройства 35—750 кВ ГЭС, как правило, выполняются открытыми и располагаются на берегу, на земляной плотине или на площадке вблизи электростанции (на деривационных ГЭС). Связь повышающих трансформаторов, устанавливаемых у здания ГЭС со стороны нижнего или верхнего бьефа, с ОРУ осуществляется воздушными или кабельными линиями. Выбор того или иного способа связи производится на основании технико-экономических расчетов.

При наличии на ГЭС закрытых РУ 35—110 кВ последние могут располагаться у здания ГЭС со стороны нижнего бьефа.

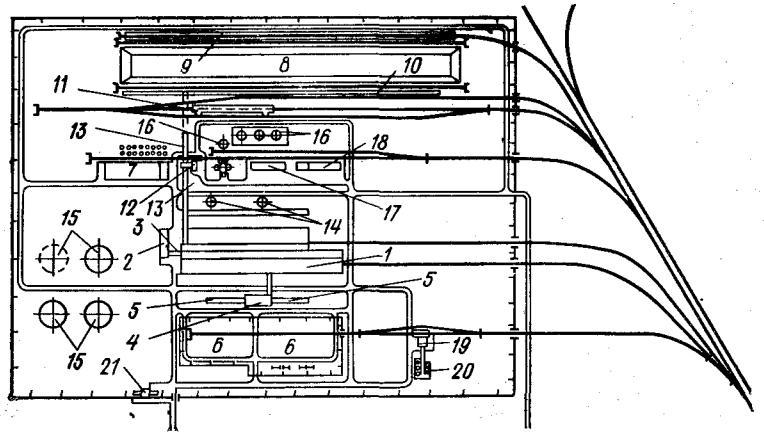


Рис. 9.17. Схема генерального плана ТЭЦ на угле:

1 — главный корпус; *2* — служебный корпус; *3* — переходные мостики; *4* — главный щит управления; *5*—генераторное распределительное устройство; *6*—открытые распределительные устройства 35 и 110 кВ; *7* — химическая водоочистка; *8* — угольный склад с мостовым перегружателем; *9* — разгрузочная эстакада; *10* — ленточный конвейер склада; *11* — разгрузочное устройство с лопастными питателями; *12* — дробильный корпус; *13* — галерея конвейеров топливоподачи; *14* — дымовые трубы; *15* — градирни; *16* — мазутное хозяйство; *17* — механическая мастерская; *18* — материальный склад; *19* — трансформаторная мастерская; *20* — склад масла; *21* — проходная

На понижающих подстанциях РУ 6—10 кВ преимущественно выполняются с использованием ячеек КРУН или КРУ и соответственно реакторов наружной или внутренней установки. Распределительные устройства 35—750 кВ выполняются открытыми. На подстанциях, имеющих постоянный дежурный персонал, аккумуляторные батареи или ЗРУ 6—220 кВ, сооружается отдельный или совмещенный с ЗРУ общеподстанционный пункт управления (ОПУ). В целях сокращения длины контрольных кабелей ОПУ по возможности располагают так, чтобы уменьшить длину коммуникаций к РУ различного напряжения. Здания ЗРУ выполняются без окон и не отапливаются; при необходимости предусматривается местный подогрев электрических аппаратов. Трансформаторы (автотрансформаторы) располагаются по возможности ближе к РУ более низкого напряжения подстанции. Синхронные компенсаторы с водородным охлаждением обычно устанавливаются на открытом воздухе, а с воздушным охлаждением — в помещении.

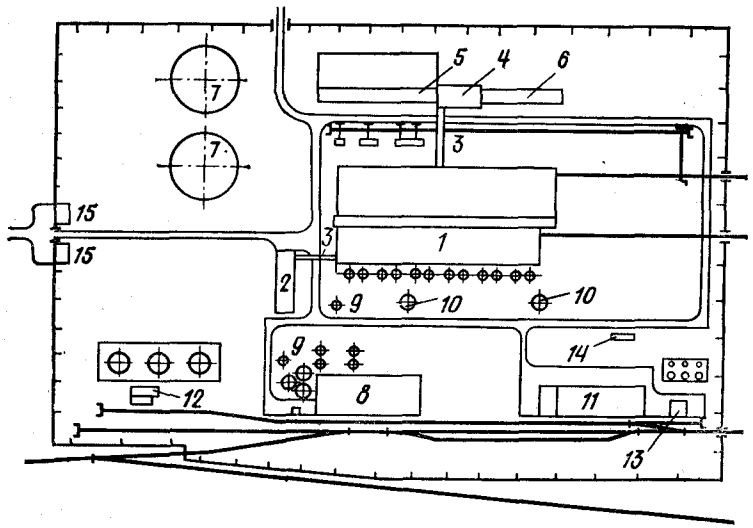


Рис. 9.18. Схема генерального плана ТЭЦ на мазуте:

1 — главный корпус; *2* — служебный корпус; *3* — переходный мостик; *4* — главный щит управления; *5* — ЗРУ 35 кВ; *6* — ЗРУ 6—10 кВ; *7* — градирни; *8* — химическая водоочистка; *9* — бак конденсата; *10* — дымовые трубы; *11* — объединенный вспомогательный корпус; *12* — мазутное хозяйство; *13* — масляное хозяйство; *14* — ресиверы водорода; *15* — проходная

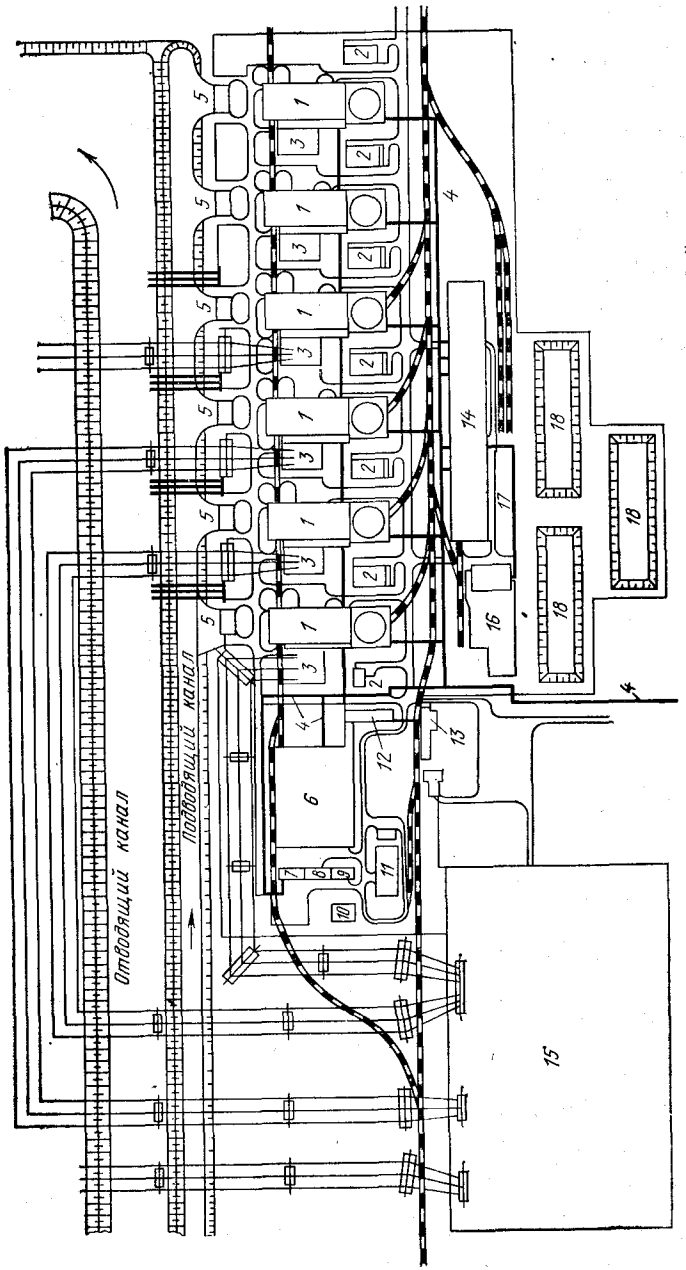


Рис. 9.19. Схема генерального плана АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 (6×1000 МВт):

1 — главный корпус; *2* — дизель-генераторные; *3* — открытая установка трансформаторов; *4* — технологические трубопроводы на эстакаде; *5* — блочная насосная станция; *6* — объединенный вспомогательный корпус; *7* — корпус газового хозяйства; *8* — общестанционная компрессорная; *9* — азотно-кислородная установка; *10* — ресиверы газов; *11* — объединенное маслохозяйство; *12* — лабораторно-бытовой корпус; *13* — административный корпус; *14* — спецкорпус; *15* — открытое распределительное устройство; *16* — хранилище радиоактивных отходов; *17* — вентиляционная труба; *18* — брызгальные бассейны ответственных потребителей

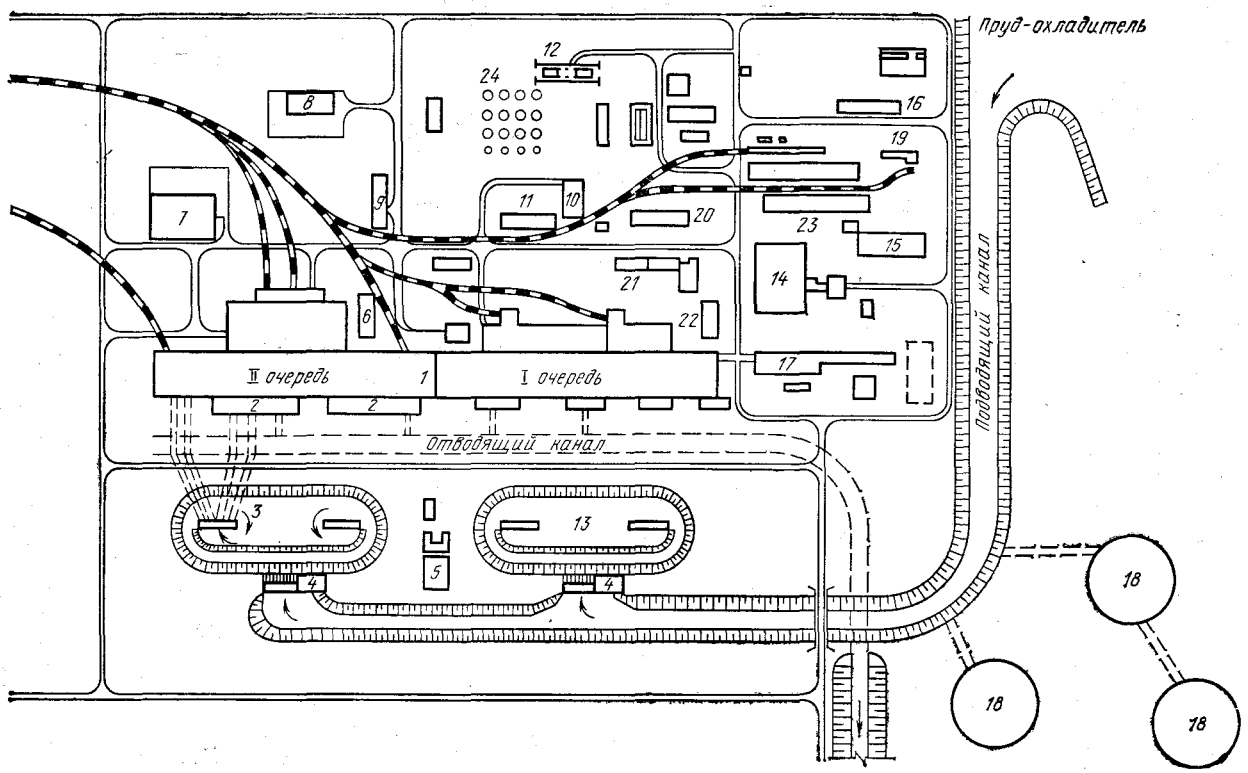
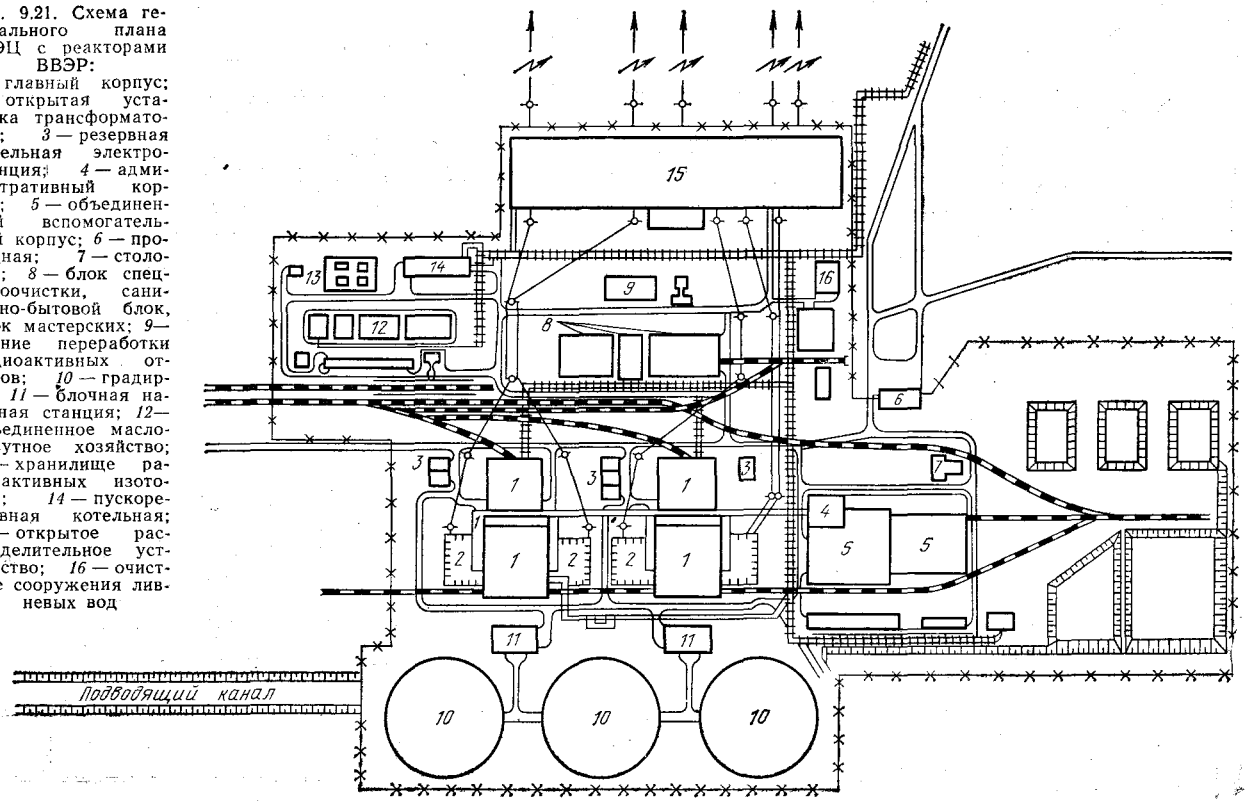


Рис. 9.20. Схема генерального плана АЭС с реакторами типа РБМК.

Рис. 9.21. Схема генерального плана АТЭЦ с реакторами ВВЭР:
1 — главный корпус; *2* — открытая установка трансформаторов; *3* — резервная дизельная электростанция; *4* — административный корпус; *5* — объединенный вспомогательный корпус; *6* — проходная; *7* — столовая; *8* — блок спецводоочистки, санитарно-бытовой блок, блок мастерских; *9* — здание переработки радиоактивных отходов; *10* — градирня; *11* — блочная насосная станция; *12* — объединенное маслохозяйство; *13* — хранилище радиоактивных изотопов; *14* — пускорезервная котельная; *15* — открытое распределительное устройство; *16* — очистные сооружения ливневых вод



Глава десятая

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ, КОНТРОЛЯ, СИГНАЛИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ. ИСТОЧНИКИ ИХ ПИТАНИЯ

10.1. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ, КОНТРОЛЯ, СИГНАЛИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ

Для обеспечения заданных режимов работы электрические станции и подстанции оснащают различными вспомогательными системами и устройствами. К ним относятся системы измерения (*И*), контроля (*К*), сигнализации (*С*) и управления (*У*), представляющие собой в большей или меньшей степени автоматизированный информационно-управляющий комплекс. Указанные системы требуют специальных источников питания.

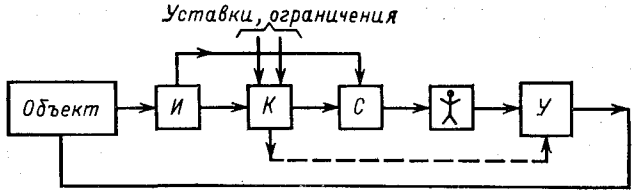


Рис. 10.1. Структурная схема взаимосвязей вспомогательных систем, человека-оператора и управляемого объекта

Структурная схема взаимосвязей вспомогательных систем, человека-оператора и управляемого объекта представлена на рис. 10.1. Система измерения обеспечивает восприятие информации о параметрах режима управляемого объекта. При построении этой системы решается вопрос о том, что и как контролировать, имея в виду, что информация об объекте может быть существенной и несущественной; неполной; необходимой и достаточной; избыточной, а иногда и ложной. Она может восприниматься непрерывно или дискретно в зависимости от поставленных условий. На каждом иерархическом уровне управления требуется своя специфическая информация. Важным вопросом является обеспечение помехозащищенности каналов связи, передающих информацию, от различного рода внешних воздействий (сильные

электрические и магнитные поля, наводки от электрических сетей иного напряжения и частоты, влияния токов короткого замыкания и т. п.). Система измерения должна иметь качественные датчики измеряемых величин.

Система контроля обеспечивает обработку, оценку значений контролируемых параметров или их отклонений от заданных уставок. Контроль может быть непрерывный или периодический, по заданной программе или по вызову. Объем контролируемых величин устанавливается соответствующими нормативными документами.

Система сигнализации обеспечивает необходимое для человека-оператора представление о положении электрических аппаратов, установленных на электростанции или подстанции, об отклонении режима работы объекта от заданного, о перегрузках оборудования, о нарушении нормальной работы различных элементов электрической части электростанции или подстанции, о замыканиях на землю в цепях переменного и постоянного тока, о неисправностях в цепях оперативного тока (обрывы, снижения уровня изоляции и т. п.), а также о возникших авариях в электроустановке. Сигнализация должна привлекать внимание эксплуатационного персонала, поэтому ее выполняют звуковой, световой или комбинированной. Она может быть непрерывной или периодической, зависящей от факта возникновения анормального режима.

Система управления должна обеспечивать оптимальное воздействие на управляемый объект. Управление может быть ручным (от человека-оператора) или автоматическим (от систем автоматики), непрерывным или дискретным.

Современные электростанции являются сложными промышленными объектами с большим числом разнообразных элементов, каждый из которых требует контроля и управления. Так, например, на блоке 300 МВт осуществляется контроль примерно 600—800 параметров режима; их поддержание в заданных пределах обеспечивают 100—120 регулирующих органов, 100 автоматических регуляторов и 60 комплектов технологических защит. Ясно, что для таких условий, когда оператор не может обеспечить качественное управление объектом, неизбежно должны быть разработаны и внедрены различные автоматизированные системы управления (АСУ), в том числе АСУ технологическими процессами (АСУ ТП). Автоматизированные системы уп-

равления, т. е. системы, в которых органически увязаны возможности и особенности человека-оператора и средств автоматики, включая ЭВМ и цифро-аналоговые вычислительные комплексы, широко внедряются в энергетике. На многих электростанциях (Конаковская, Рефтинская, Запорожская, Молдавская ГРЭС и др.) внедрены АСУ ТП, на ряде электростанций установленные комплекты АСУ используются пока как информационно-контролирующие комплексы. Ведется интенсивный поиск более эффективных и надежных АСУ для разных энергетических объектов, диспетчерских и административно-хозяйственных управлений и энергетики в целом.

Какие же функции выполняют названные вспомогательные системы на электростанциях и подстанциях?

Системы и устройства измерения позволяют:

а) измерять электротехнические параметры (ток, напряжение, частоту, мощность, электроэнергию и т. п.);

б) измерять механические, химические и технологические параметры (частоту вращения, вибрацию, давление, температуру, плотность и химический состав различных сред, расход жидкостей, газов и твердых тел и т. п.).

Системы и устройства контроля позволяют контролировать:

а) режим работы элементов электроустановок (генераторов, синхронных компенсаторов, трансформаторов, электродвигателей, электрических линий, реакторов и т. п.), наличие перегрузок, допустимость перехода от одного режима к другому;

б) положение коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и т. д.);

в) параметры режима элементов электрической системы (напряжение в узлах, токи цепей, частоту в сети, температуру различных частей электрооборудования и т. д.);

г) состояние изоляции силовых цепей переменного тока;

д) состояние изоляции цепей оперативного тока;

е) стабильность ведения заданного режима работы электроустановки и ее элементов;

ж) значение выработанной или потребленной электроэнергии;

з) правильность выполнения операций дежурным персоналом электроустановок.

Системы и устройства сигнализации тем или иным способом оповещают дежурный персонал:

а) об отклонении режима работы электроустановки или ее элементов от заданного режима;

б) о перегрузках оборудования;

в) о нарушении изоляции цепей переменного и постоянного тока;

г) о неисправности предохранителей в цепях оперативного тока;

д) о положении коммутационных аппаратов;

е) о готовности оборудования к изменению режима работы и переключениям в технологической или электрической схеме;

ж) о неправильных действиях персонала по управлению электроустановкой.

Системы и устройства управления позволяют:

а) разворачивать, синхронизировать с сетью и включать на параллельную работу с ней генераторы электростанций;

б) включать в работу и отключать от сети элементы электрических систем;

в) производить переключения в РУ электроустановок с воздействием на выключатели и разъединители;

г) изменять активную и реактивную нагрузку элементов электрических станций и подстанций;

д) изменять режим работы электроустановки.

Следует отличать рассмотренные выше технические системы управления электростанции от системы ее диспетчерского управления, которая имеет своим назначением ведение заданного режима работы электростанции по возможности с оптимальной характеристикой; контроль за состоянием оборудования; оперативные (режимные) переключения в схемах; принятие мер по ликвидации отказов оборудования и аварий; вывод оборудования в плановый или аварийный ремонт.

10.2. ЩИТЫ УПРАВЛЕНИЯ

Щиты управления предназначены для установки контрольно-измерительных приборов, устройств управления и сигнализации на электрических станциях и подстанциях и сооружаются, как правило, в отдельных помещениях.

С помощью контрольных кабелей приборы и устройства щитов управления соединяются с управляемыми или контролируемыми объектами, образуя собственно цепи и системы управления, контроля и сигнализации. Месторасположение и конструкция щитов управления, а также функции, выполняемые дежурным персоналом щитов, зависят от принятой в конкретной электроустановке структуры управления технологическим процессом (цеховая, блочная, безучастковая).

На электростанциях малой и средней мощности, как правило, выполняется один главный щит управления (ГЩУ) и несколько местных агрегатных щитов (местные щиты котла, турбины, генератора и т. п.). Управление основными агрегатами электростанции (турбиной, генератором) и электростанцией в целом осуществляется дежурным инженером электростанции с главного щита управления; отсюда же осуществляется оперативная связь с диспетчером энергосистемы.

На электростанциях большой мощности, выполненных по блочным схемам, помимо главного (или центрального) щита управления сооружаются также блочные щиты управления (БЩУ), обычно по одному на два смежных блока. При этом дежурный инженер блочного щита управляет всеми элементами блока (котел, турбина, генератор, система собственных нужд), осуществляя, в частности, операции по включению генераторов в сеть, набору и регулированию их нагрузки, отключению генераторов от сети и т. п. Дежурный же инженер электростанции руководит работой электростанции в целом, управляет коммутационной аппаратурой распределительных устройств повышенных напряжений, осуществляет связь с диспетчером энергосистемы и при острой необходимости в аварийных ситуациях берет на себя управление блоками.

На подстанциях в зависимости от их мощности, размера, сложности и значимости применяются следующие структуры управления: с постоянным дежурным персоналом; без постоянного персонала; с дежурством персонала на дому.

При первой структуре управления на подстанциях сооружается главный щит управления, откуда дежурный персонал и осуществляет управление подстанцией. При второй и третьей структурах большая часть функций управления

и контроля передается на диспетчерские пункты предприятий и районов электрических сетей, которые связываются с подстанциями линиями связи, телесигнализации и телеуправления.

Щиты управления выполняются в виде сборных конструкций той или иной формы (прямолинейная, Г-образная, П-образная, полукруглая), собираемых из стандартных вертикальных панелей, а также из пульт-панелей. В помещениях щитов управления электростанций обычно устанавливают также панели релейной защиты и автоматики, которые не требуют постоянного наблюдения со стороны де-

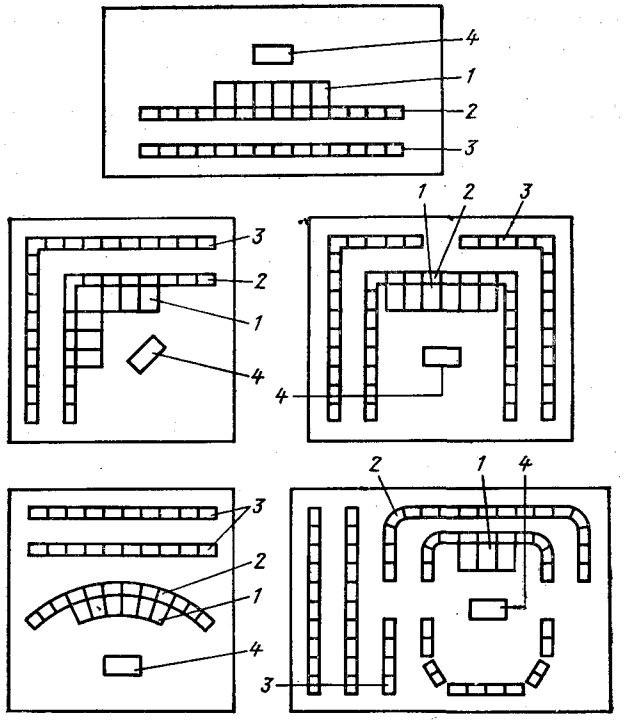


Рис. 10.2. Варианты расположения панелей на главном (центральном) щите управления:

1 — пульт-панели управления; *2* — панели управления; *3* — панели релейной защиты, автоматики и регистрирующих приборов; *4* — стол дежурного

журного персонала и поэтому располагаются за панелями щита управления. Характерные варианты расположения панелей на щитах управления показаны на рис. 10.2.

10.3. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА

Измерение электрических величин на электростанциях и подстанциях производится с помощью показывающих и регистрирующих измерительных приборов, счетчиков, осциллографов и специальных измерительных устройств. В последнее время стали широко использоваться узкопрофильные и цифровые приборы. Условные графические обозначения основных типов измерительных приборов приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Измерительный прибор	Обозначение прибора		
	показывающего	регистрирующего	интегрирующего
Вольтметр	V	V	
Амперметр	A	A	
Частотомер	Hz	Hz	
Ваттметр	W	W	
Варметр	var	var	
Фазометр	φ	φ	
Синхроноскоп			
Счетчик ватт-часов			Wh
Счетчик вольт-ампер-часов реактивный			varh

Объем измерений определяется требованиями технологического режима работы электроустановки и зависит от типа, мощности и назначения электрической станции или подстанции. У генераторов измеряются токи одной или трех фаз статора, напряжение статора (одно из междуфазных напряжений), частота, активная и реактивная мощности, выработанная активная и реактивная энергия, токи и напряжения системы возбуждения. У трансформаторов измеряются токи одной фазы каждой обмотки, а также передаваемые активные и реактивные мощности. На сборных шинах измеряются одно из междуфазных напряжений и частота. На линиях измеряются токи одной или трех фаз, передаваемая активная, а в ряде случаев и реактивная энергия, активная и реактивная мощности (на линиях повышенного напряжения). В цепях секционных и шиносоединительных выключателей контролируется ток одной фазы. У электродвигателей измеряется ток одной фазы статора.

С помощью показывающих и регистрирующих приборов и устройств на электрических станциях и подстанциях контролируется состояние изоляции цепей постоянного и переменного тока и определяются места повреждений в сетях переменного тока. Осциллографы с автоматическим пуском и остановом позволяют фиксировать различные параметры режима при разного рода переходных процессах в электроустановке, в частности при коротких замыканиях, асинхронном ходе генераторов, авариях. Эти параметры необходимо знать при последующем анализе причин, хода и последствий переходного процесса.

10.4. ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ

На электрических станциях и подстанциях выключатели нормально управляются дистанционно. На ряде электроустановок внедрена также система дистанционного управления разъединителями, оборудованными электродвигательным или пневматическим приводом.

При выполнении системы дистанционного управления выключателями и разъединителями необходимо, чтобы эта система позволяла лицу, управляющему аппаратом, иметь информацию:

а) о положении аппарата (включен, отключен);

б) о готовности цепей управления к передаче команды на изменение положения аппарата;

в) о правильности выполнения промежуточных операций;

г) об исполнении команды и о новом положении аппарата.

Система управления выключателем во избежание опасных последствий для людей и аппарата должна также исключать возможность «прыгания» выключателя, т. е. его многократных включений — отключений при случайном включении на короткое замыкание в сети. По той же причине привод выключателя должен иметь механизм свободного расцепления.

Команда на включение — отключение выключателя подается ключом управления. Применяются в основном ключи типов КВФ (ключ с возвратом и с фиксацией положения рукоятки) и МКВФ (малогабаритный ключ с возвратом и фиксацией). Ключи собирают из отдельных контактных пакетов. Диаграмма ключа управления типа КВФ приведена на рис. 10.3.

Развернутая схема цепей управления, контроля и сигнализации выключателя с электромангитным приводом и со световым контролем цепей управления дана на рис. 10.4, где *ШУ*, *ШМ*, *ШС*, *ШЗА*, *ШП* обозначают соответственно шинки управления, мигающего света, сигнализации, звуковой аварийной сигнализации, включения привода выключателей; *HLT* — лампа зеленая; *HLC* — лампа красная; *SQ1*, *SQ2*, *SQ3* — вспомогательные контакты выключателя; *КМ* — контактор промежуточный; *YAT* — электромагнит отключения; *YAC* — электромагнит включения. Электромагниты включения в отличие от электромагнитов отключения потребляют значительные токи (десятки и сотни ампер), поэтому в цепь включения выключателей вводится промежуточный контактор *КМ*, разделяющий слаботочную цепь управления от сильноточной цепи электромагнита включения. При отключенном положении выключателя ровным светом горит зеленая лампа, указывающая отключенное положение выключателя и контролирующая исправность и готовность цепи для включения выключателя. При подаче команды на включе-

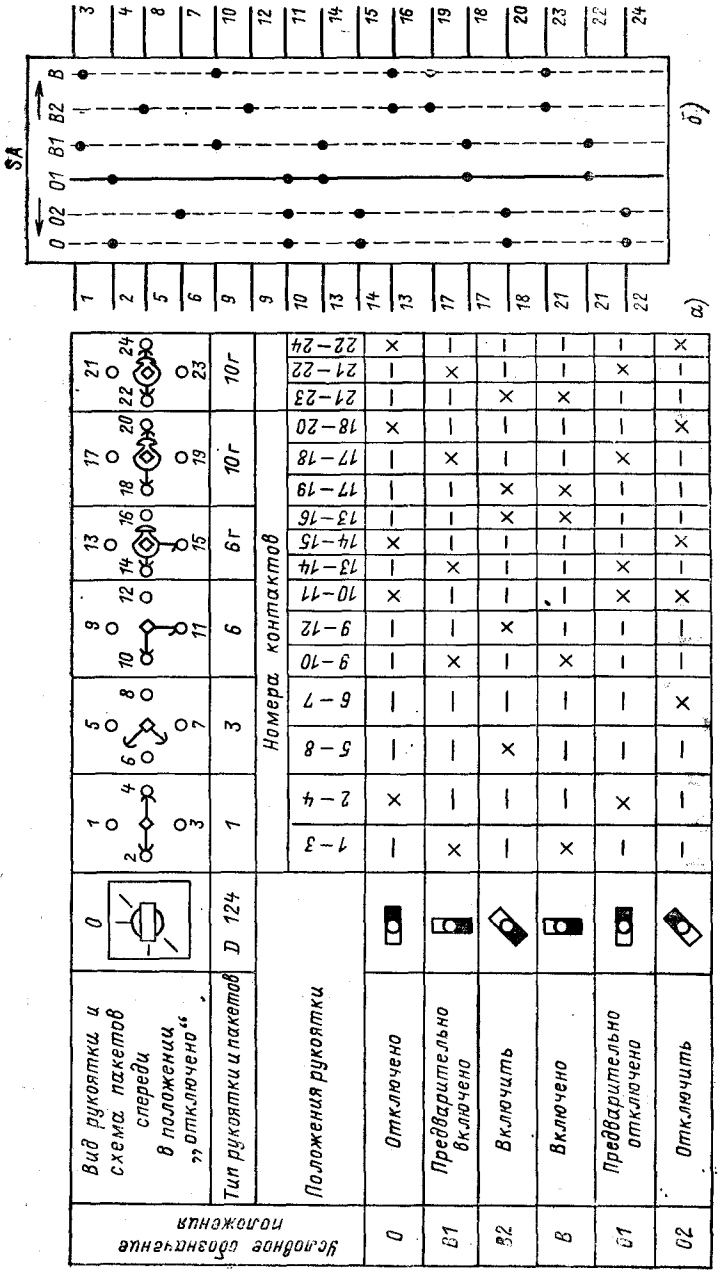


Рис. 10.3. Диаграмма и условное графическое обозначение ключа управления типа КВФ:

а — диаграмма ключа (× — контакты замкнуты, «—» — контакты разомкнуты); *б* — условное графическое обозначение ключа

ние замыкаются контакты *5—8* ключа управления и срабатывает промежуточный контактор, замыкая цепь катушки электромагнита включения. Выключатель включается. При этом происходит изменение положения его вспомогательных контактов, в результате чего загорается ровным светом красная лампа и приходит в готовность цепь для отключения выключателя. Если по какой-либо причине (работа

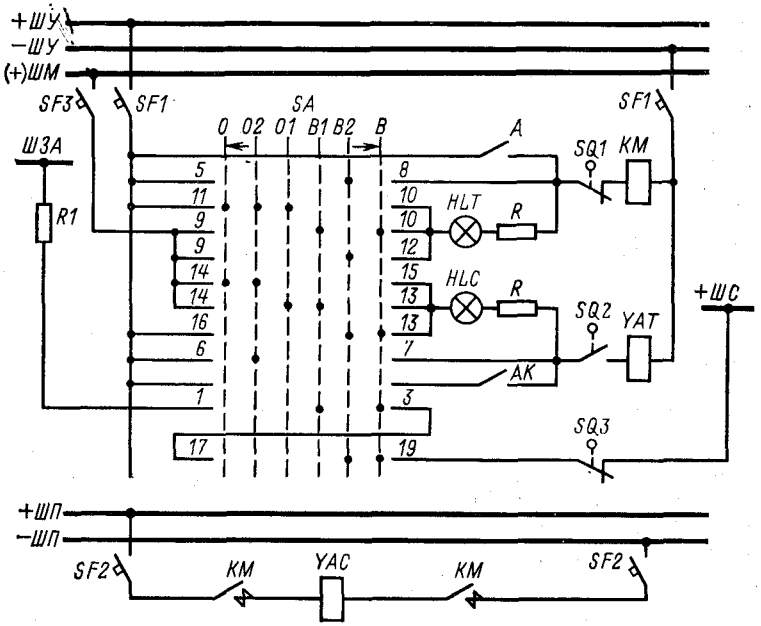


Рис. 10.4. Схема управления и сигнализации выключателя со световым контролем цепей управления (с ключом типа КВФ)

релейной защиты и автоматики или выполнение промежуточных операций по включению — отключению выключателя) возникает несоответствие между положениями ключа управления и выключателя, то лампа, показывающая истинное положение выключателя в данный момент, начинает гореть мигающим светом. Отключение выключателя под действием релейной защиты фиксируется как зеленой сигнальной лампой (горит мигающим светом), так и звуковым сигналом — аварийной сиреной. Снятие мигающего света при этом производится «квитированием» ключа, т. е. переводом ключа в положение, соответствующее положению выключателя. Прерывистое питание шинок *ШМ* осуществляется с помощью специальной релейной схемы, подключенной к сети оперативного тока.

В цепи сигнальных ламп вводят дополнительные резисторы *R*, исключающие ложную работу цепей управления при случайном закорачивании (перекрытии) контактов ламп. В цепь аварийной сирены вводят две пары контактов, что позволяет иметь эту цепь замкнутой только при одном положении ключа управления — включено.

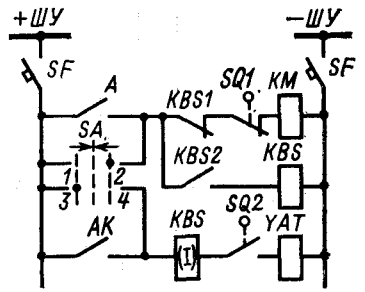


Рис. 10.5. Схема электрической блокировки выключателя от многократных включений на короткое замыкание

В схеме, показанной на рис. 10.4, блокировка от многократных включений выключателя выполнена на механическом принципе (вспомогательные контакты выключателя отрегулированы так, что цепь на отключение создается раньше, чем выключатель полностью включается). Наибольшее распространение получила блокировка на электрическом принципе с реле *KBS* (рис. 10.5), которое имеет две обмотки — последовательно включенную *KBS (I)* и параллельно включенную *KBS* и две пары контактов *KBS1* и *KBS2*. Если выключатель включается ключом управления (контакты *1—2*) на *КЗ*, то срабатывает релейная защита, замыкая цепь обмотки *KBS (I)* и электромагнита отключения выключателя. Реле *KBS* срабатывает, разрывая цепь промежуточного контактора *КМ* и образуя цепь самоудерживания реле через обмотку *KBS*. Отключившийся выключатель не может быть включен до тех пор, пока схема не вернется в исходное состояние, для чего необходимо разомкнуть контакты *1—2* ключа управления.

В энергосистемах используется значительное число разнообразных схем управления и сигнализации выключате-

лей, разработанных применительно к масляным, воздушным и иным выключателям с различными типами привода и систем управления выключателями (пофазная, трехфазная, с АПВ и без АПВ).

10.5. БЛОКИРОВКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Известно, что при ошибочном отключении разъединителем цепи с током на его контактах возникает открытая электрическая дуга, которая под действием электродинамических сил растягивается, вызывая обычно междуфазные короткие замыкания и, как следствие, аварии в электроустановке. В целях предотвращения ошибочного отключения цепей с током разъединителями выключатели электроустановок и находящиеся в их цепи разъединители оснащают специальной блокировкой. Нормально блокировка запрещает операции включения и отключения разъединителей при включенном выключателе цепи. Блокируются между собой также рабочие и заземляющие ножи разъединителей. Применяется два типа блокировок: электромагнитная и, реже, механическая. Электромагнитная блокировка (рис. 10.6) выполняется с использованием электромагнитного замка, который состоит из корпуса *1*, контактных гнезд *2* и стального запирающего стержня *3* с пружиной *4*. Замок устанавливается так, чтобы стержень мог входить в специальные отверстия в рычажном приводе разъединителя, запирая тем самым привод. Для отпирания замка используется электромагнитный ключ, состоящий из помещенных в его корпусе электромагнита с подвижным сердечником *5* и обмоткой *6*. Концы обмотки подключены к штырям *7*, входя-

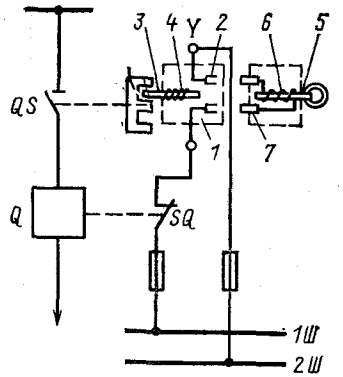


Рис. 10.6. Схема электромагнитной блокировки разъединителя в РУ с одной системой сборных шин

щим в гнезда замка. Для отпирания замка необходимо вставить ключ в замок и нажать на головку сердечника электромагнита. Если операция с разъединителем разрешается, то катушка электромагнита будет обтекаться током и сердечник подтянет к себе запирающий стержень, освобождая запорную чеку привода разъединителя. Оттянув далее запорную чеку привода, производят операцию включения или отключения разъединителя. По ее завершении запорную чеку отпускают и вынимают ключ из замка.

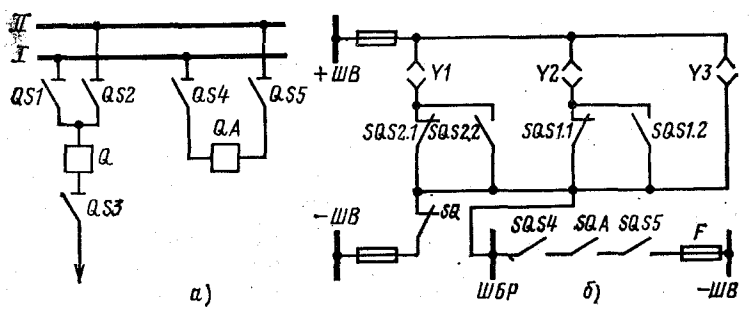


Рис. 10.7. Схема электромагнитной блокировки разъединителей в РУ с двумя системами сборных шин и с переносными заземлителями:

а — схема первичных цепей; *б* — схема блокировки

В электроустановках с двумя системами сборных шин все присоединения имеют по два шинных разъединителя. В таких установках блокировка выключателей и разъединителей значительно сложнее. Она должна дополнительно позволять проведение операций с одним шинным разъединителем, когда включены второй шинный разъединитель, а также шиносоединительный выключатель своей секции и его разъединители. Схема такой блокировки приведена на рис. 10.7, где *ШБР* — шина блокировки разъединителей; *SQS1*, *SQS2*, *SQS4*, *SQS5* — вспомогательные контакты соответствующих разъединителей; *Y1*, *Y2*, *Y3* — гнезда их электромагнитных замков. Еще сложнее блокировка в схеме с двумя системами сборных шин при использовании на разъединителях стационарных заземляющих ножей.

10.6. СИСТЕМЫ СИГНАЛИЗАЦИИ

На электрических станциях и подстанциях применяют звуковую и световую сигнализацию различного исполнения. Различают следующие виды сигнализации: положения электрических аппаратов, предупреждающую, аварийную, фиксирующую, командную.

Сигнализация положения показывает положение выключателей и разъединителей и выполняется с использованием сигнальных ламп (см. рис. 10.4). Горение красной лампы показывает, что выключатель включен, зеленой лампы — что он отключен.

Сигнализация положения разъединителей выполняется с использованием сигнальных приборов (ПС), состоящих из U-образного электромагнита с двумя обмотками, подвижного якоря и связанного с ним указателя положения. Цепи обмоток замыкаются через соответствующие вспомогательные контакты разъединителя. Приборы ПС врезают в мнемоническую схему на панелях щитов управления. Указатель положения (полоска) прибора ПС может занимать три положения (рис. 10.8, *а*): вдоль линии мнемоники, когда разъединитель включен; перпендикулярно линии мнемоники, когда разъединитель отключен; под углом в 45° к линии мнемоники при отсутствии или исчезновении постоянного тока на электромагните прибора. Переход указателя из одного положения в другое происходит при изменении положения разъединителя, так как при этом вспомогательные контакты разъединителя замыкают цепь соответствующей обмотки указателя.

Предупреждающая сигнализация предупреждает персонал о возникновении анормальных режимов работы элементов электроустановки (перегрузки, недопустимые превышения температуры, нарушение изоляции цепей постоянного тока, замыкания на землю в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью, исчезновение или недопустимое понижение напряжения оперативного тока, перегорание предохранителей оперативных цепей, ошибочность выполняемых операций и т. п.). Сигнализация выполняется с центральным (единым для электроустановки) звуковым сигналом и с индивидуальными (по объектам) световыми сигналами в виде световых табло. Центральная предупреждающая сигнализация имеет центральный съем сигнала,

цепи опробования сигнала и контроля целостности предохранителей. Благодаря реле импульсной сигнализации (РИС) сигнализация обладает свойством повторности действия в условиях, когда один анормальный режим накладывается на другой.

Аварийная сигнализация оповещает персонал об отключении выключателей под действием релейной защиты. При этом появляются центральный звуковой сигнал (сирена) и индивидуальные световые сигналы, указывающие, какие именно выключатели (или выключатель) отключились. На мощных электростанциях с большим числом генераторов и трансформаторов главный щит управления имеет значительные размеры и дежурному персоналу трудно уследить за световыми сигналами на многочисленных панелях. В этом случае на щите дополнительно устанавливают панели со световой участковой сигнализацией, показывающей персоналу, на каком участке электроустановки произошло отключение выключателя.

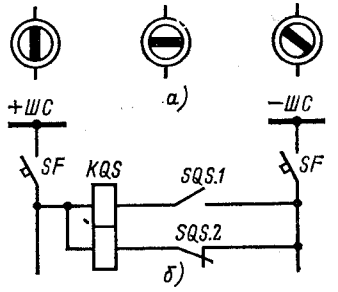


Рис. 10.8. Сигнализация положения разъединителя:

а — возможные положения указателя прибора ПС; *б* — схема сигнализации

Упрощенная схема аварийной сигнализации с реле РИС-Э2М приведена на рис. 10.9.

При аварийном отключении какого-либо выключателя через его цепь аварийной сигнализации замыкается цепь первичной обмотки трансформатора напряжения реле *KLH*. Возникающий ток переходного процесса наводит во вторичной обмотке ЭДС и обусловливает открытие транзистора *VT2* и замыкание обмотки положительной полярности поляризованного реле *K*. Последнее срабатывает и запускает реле *KL*, которое самоблокируется через кнопку *BDC* и один из своих контактов; другим контактом замыкает цепь сирены *HA* и реле времени *KT*, а третьим контактом закорачивает цепь коллектор — эмиттер транзистора *VT1*, при этом подается ток в обмотку обратной полярности поляризованного реле и оно возвращается в исходное положение. Полная деблокировка схемы осуществляется контактом

реле *KT*, которое шунтирует обмотку реле *KL*. При этом звуковой сигнал снимается и схема возвращается в исходное положение. Возврат схемы вручную осуществляется воздействием на кнопку *BDC*. Повторность действия реле *KLH* обеспечивается за счет того, что при отключении любого выключателя при несквитированном ключе управления на первом выключателе изменяется значение входного со-

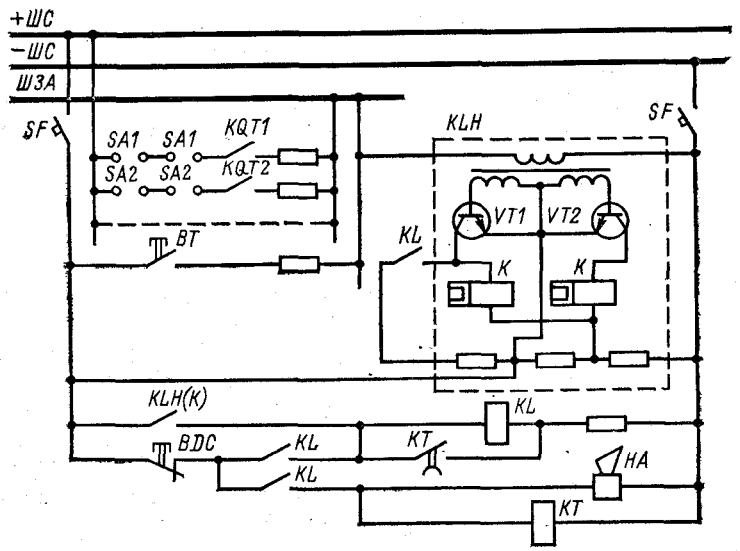


Рис. 10.9. Схема аварийной сигнализации с реле импульсной сигнализации типа РИС-Э2М

противления первичной обмотки трансформатора напряжения, возникает ток переходного процесса и реле *KLH* вновь срабатывает.

Опробование схемы сигнализации осуществляется воздействием на кнопку *BT*.

Сигнализация фиксирующая, осуществляемая с помощью световых табло, фиксирует, какие типы защит и автоматики сработали в процессе работы электроустановки. Пусковыми органами этой сигнализации являются указательные реле, включаемые в выходные цепи устройств релейной защиты и автоматики. Для снятия сигнала необходимо поднять выпавший флажок указательного реле соответствующей защиты или устройства автоматики.

Сигнализация командная обеспечивает передачу стандартных команд дежурному персоналу, находящемуся на различных рабочих местах электроустановки (например, на щите управления и в машинном зале). Сигнализация осуществляется с помощью световых табло.

При подаче той или иной команды нажимается соответствующая кнопка на передающем конце линии связи. При этом на пультах управления передающего и приемного концов загораются табло с одноименными надписями. Дежурный приемного конца, приняв команду, нажимает кнопку съема сигнала, гася тем самым световые табло обоих концов линии связи.

10.7. ПРИНЦИПЫ МОНТАЖА И МАРКИРОВКИ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

На крупных электростанциях и подстанциях вторичные и оперативные цепи выполняют проводами с медными жилами. На менее ответственных электроустановках используются провода с алюминиевыми жилами. Монтаж цепей на панелях и щитах управления осуществляется одножильным изолированным проводом с изоляцией на 500 В. Связь панелей, щитов, объектов осуществляется многожильными негорючими контрольными кабелями марок КСБ, КСБГ, КСРГ, КВРГ, АКВРГ, КВПБГ, АКВПБГ с изоляцией на напряжение 1000 В. Минимальное сечение кабелей для токовых цепей принимается равным: медных — 2,5 мм², алюминиевых — 4 мм², а для цепей напряжения соответственно 1,5 и 2,5 мм². Провода на панелях монтируются непосредственно (при этом под провода подкладывается электрокартон) или на специальных стойках.

Контрольные кабели прокладывают в каналах, коробах или на специальных металлических конструкциях. В отдельных случаях допускается прокладка контрольных и силовых кабелей в одном канале.

Монтаж вторичных и оперативных цепей осуществляется в соответствии с монтажными схемами, отражающими взаимное расположение приборов, реле, устройств и соединительных проводов. В монтажных схемах используются различные маркировки элементов и, в частности, смысло-

вая, цифровая и смешанная. При смысловой маркировке обозначение элементов отражает в краткой форме их наименование и номер монтажных единиц, к которым принадлежит данный элемент.

При цифровой маркировке устанавливается определенная зона номеров для цепей различного назначения. Например: 01—99 — цепи релейной защиты; 101—199 и 201—299 — цепи управления; 401—499 — цепи от трансформаторов тока; 601—699 — цепи от трансформаторов напряжения; 701—799 и 901—999 — цепи сигнализации; 801—899 — цепи электромагнитной блокировки.

Маркировка цепей осуществляется таким образом, чтобы при переходе через контакты или обмотки реле и устройств нумерация участков цепи в схеме изменялась на единицу.

Переходные сборки вторичных и оперативных цепей на панелях и щитах управления имеют встречную маркировку, показывающую, откуда и куда цепь идет. На концах контрольных кабелей вывешиваются бирки. На бирках указывается номер кабеля, а также монтажные марки элементов электроустановки, которые он соединяет.

10.8. УСТАНОВКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

На электрических станциях и подстанциях применяют многочисленные вспомогательные электрические устройства и механизмы, служащие для управления, регулирования режима работы, сигнализации, релейной защиты и автоматики. Все эти оперативные устройства и механизмы питаются электроэнергией от специальных источников, которые принято называть источниками оперативного тока. Соответствующие электрические цепи, питающие названные устройства и механизмы, называют оперативными цепями, а схемы питания — схемами оперативного тока. Оперативные цепи и их источники питания должны быть надежны, так как нарушение их работы может приводить к отказам и серьезным авариям в электроустановках.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а работа вторых зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки. Независимыми источниками оперативного тока являются аккумуляторные батареи, дизель-генераторные и турбореактивные агрегаты, а зависимыми источниками — двигатель-генераторные агрегаты (асинхронный двигатель и генератор постоянного тока), измерительные трансформаторы тока и напряжения, трансформаторы собственных нужд.

Оперативные цепи работают на постоянном или переменном токе. В ряде случаев используется выпрямленный ток.

На электрических станциях и крупных подстанциях наибольшее применение имеет постоянный оперативный ток, получаемый от аккумуляторных батарей. Широкое использование постоянного оперативного тока в основном вызвано тем, что многие применяемые в электроустановках электромагнитные механизмы, выполненные на постоянном токе, являются более простыми и более надежными в работе и имеют лучшие характеристики, чем выполненные на переменном токе.

Использование аккумуляторных батарей в качестве источников постоянного оперативного тока определяется стремлением иметь независимый источник, обеспечивающий питание оперативных цепей при любых отказах и авариях в первичных цепях, сопровождающихся снижением и даже полной потерей переменного напряжения электроустановки. Это особенно важно при системных авариях. Вместе с тем аккумуляторные батареи как источники оперативного тока имеют и существенные недостатки: большой расход дефицитного свинца на изготовление пластин, высокую стоимость и значительные эксплуатационные расходы, необходимость сооружения аккумуляторных помещений, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией, необходимость специального обслуживающего персонала. На крупных электрических станциях и подстанциях централизованное снабжение постоянным током от одной центральной аккумуляторной батареи приводит к необходимости сооружения протяженной и разветвленной сети оперативного тока. Это снижает надежность ее работы.

Учитывая сказанное, стремятся там, где это возможно, применять не аккумуляторные батареи, а установки переменного оперативного тока, которые дешевле, могут выполняться с децентрализованным питанием оперативных цепей отдельных присоединений и по надежности в ряде случаев

не уступают установкам с аккумуляторными батареями. В настоящее время источники переменного оперативного тока нашли применение в электроустановках, оборудованных выключателями с грузовыми и пружинными приводами.

Аккумуляторные батареи продолжают применять на крупных электрических станциях и подстанциях, где необходимы повышенная надежность питания оперативных цепей и значительные мощности для управления электромагнитными приводами выключателей. При этом от аккумуляторных батарей питают также ряд других потребителей, требующих надежного питания. Так, на тепловых электростанциях от аккумуляторных батарей получают питание аварийное освещение, резервные маслонасосы турбин и обеспечивается резервирование питания электродвигателей питателей пыли котлов. На мощных блочных электростанциях с большим числом агрегатов и значительной длиной здания станции устанавливают несколько аккумуляторных батарей, каждая из которых обычно питает потребителей одного-двух агрегатов; это упрощает сеть постоянного тока и повышает надежность питания оперативных цепей.

10.9. ИСТОЧНИКИ И СХЕМЫ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

На электрических станциях и подстанциях в качестве источников постоянного оперативного тока применяют аккумуляторные батареи из свинцово-кислотных или щелочных железоникелевых аккумуляторов. Последние на электрических станциях и подстанциях применяют сравнительно редко, поэтому ниже ограничимся рассмотрением только свинцово-кислотных аккумуляторов.

Устройство свинцово-кислотных аккумуляторов. Основными частями аккумулятора являются: электроды, электролит, сепараторы и сосуд.

В качестве положительных электродов используют штампованные или отлитые из свинца пластины поверхностного типа с большим числом ребер, благодаря которым рабочая поверхность пластин примерно в 8 раз больше их кажущейся поверхности, определенной по внешним габаритам пластин. В качестве отрицательных электродов обычно используют пластины коробчатого типа. Остов этих пластин, имеющих вид решетки с большими ячейками, изготовляют из сплава свинца с 4—12 % сурьмы; сурьма увеличивает прочность решетки и уменьшает коррозию пластин. В решетку вмазан активный материал, состоящий из окислов свинца и свинцового порошка. Для предотвращения выпадения активной массы отрицательные пластины с обеих сторон закрывают тонкими перфорированными свинцовыми листами.

Пластины изготовляют трех типоразмеров: И-1, И-2, И-4. Поверхность и емкость пластин типа И-2 в 2 раза, а пластин И-4 в 4 раза больше поверхности и емкости пластин типа И-1.

Собранный на месте эксплуатации аккумулятор подвергают специальной обработке (формовке), в результате которой на положительных пластинах образуется перекись свинца PbO_2 (коричневого цвета), а на отрицательных пластинах — губчатый свинец Pb (светло-серого цвета). Таков состав активных масс электродов заряженного аккумулятора.

Электролитом является раствор серной кислоты повышенной чистоты (ГОСТ 667-73) в дистиллированной воде. Плотность электролита у исправного заряженного аккумулятора при 20 °С должна быть равна 1,20—1,21 г/см^3, а в конце разряда — примерно 1,145 г/см^3.

Сепараторы — это изоляционные перегородки между положительными и отрицательными пластинами аккумулятора, которые препятствуют замыканию пластин при их возможном короблении, а также мешают выпадению активных масс с пластин.

Сосуды небольших аккумуляторов стеклянные или эбонитовые, а больших — деревянные, выложенные внутри свинцом. Выпускаются аккумуляторы также в защищенном исполнении. Число и тип пластин в сосуде определяются необходимой емкостью аккумулятора. Для предупреждения коробления положительные поверхностные пластины должны равномерно работать обеими сторонами. Поэтому в аккумуляторе число отрицательных пластин берется на одну больше, чем положительных. Пластины одинаковой полярности соединяют в блоки, для чего полюсные отростки пластин припаивают к соединительным свинцовым полосам. Блоки пластин вместе с подвешенными на них сепаратора-

ми устанавливают в сосуде. Аккумуляторы соединяют в батарею при помощи межэлементных соединительных полос.

Работа свинцово-кислотных аккумуляторов. Аккумулятор является химическим источником постоянного тока с обратимыми электрохимическими процессами. При заряде аккумулятора электрическая энергия преобразуется в химическую, а при разряде, наоборот, химическая энергия — в электрическую. Вследствие неизбежных потерь энергии от аккумулятора при разряде не удается получить то же ко-

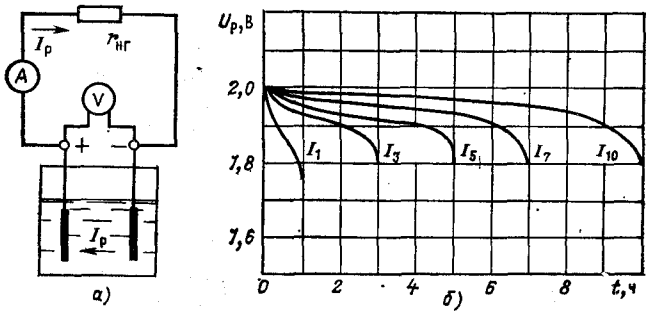


Рис. 10.10. Разряд свинцово-кислотного аккумулятора:

а — схема разряда; *б* — изменение напряжения аккумулятора при разряде его неизменными токами 1, 3, 5, 7 и 10-часового разряда

личество энергии, которое ему было сообщено при заряде. Аккумулятор характеризуется емкостью, ЭДС, зарядным и разрядным токами.

Емкость, т. е. количество электричества в ампер-часах, которое может отдать полностью заряженный аккумулятор, зависит от типоразмера и числа пластин аккумулятора, разрядного тока и температуры электролита. Номинальной емкостью аккумулятора является его емкость при 10-часовом разряде и нормальных значениях температуры +25 °С и плотности электролита 1,21 г/см³.

У аккумуляторов принято различать обратимую ЭДС $E_о$, численно равную напряжению аккумулятора при разомкнутой внешней цепи, и динамическую ЭДС $E_{дин}$ при замкнутой внешней цепи, т. е. при режимах заряда и разряда. Эти ЭДС связаны соотношением

$$E_{дин} = E_о \pm E_п,$$

где $E_п$ — ЭДС поляризации.

При заряде

$$E_{дин} = E_о + E_п;$$

при разряде

$$E_{дин} = E_о - E_п.$$

Обратимая ЭДС в основном зависит от средней плотности электролита в сосуде. При различных уровнях разряда аккумулятора она изменяется в узких пределах (2,02—2,05 В) и поэтому не может служить критерием степени заряженности аккумулятора.

Значение динамической ЭДС зависит от плотности электролита, непосредственно соприкасающегося с активной массой электродов, степени расхода активных масс и не зависит от размеров пластин. При разряде и заряде аккумулятора эта ЭДС непрерывно меняется.

Во время разряда аккумулятора (рис. 10.10) ток внутри него направлен от катода к аноду; положительные ионы водорода H перемещаются к аноду, а отрицательные ионы кислотного остатка SO_4 — к катоду. При этом перекись свинца PbO_2 на аноде и свинец на катоде превращаются в сульфат свинца $PbSO_4$.

Реакция на аноде:

$$PbO_2 + H_2 + H_2SO_4 = PbSO_4 + 2H_2O;$$

реакция на катоде:

$$Pb + SO_4 = PbSO_4;$$

полная реакция разряда:

$$PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4 = 2PbSO_4 + 2H_2O. \qquad (10.1)$$

Таким образом, при разряде аккумуляторов расходуется серная кислота и выделяется вода, поэтому плотность электролита уменьшается. Образующийся сульфат свинца имеет бо́льшие объем и электрическое сопротивление, чем перекись свинца или свинец.

Аккумулятор можно разряжать различными токами. Нормальным считают разряд током 10-часового разряда, когда энергия, запасенная аккумулятором при полном заряде, расходуется за 10 ч. Напряжение аккумулятора при разряде равно

$$U_р = E_{дин} - I_р r_{вт}, \qquad (10.2)$$

где $I_р$ — разрядный ток, А; $r_{вт}$ — внутреннее электрическое сопротивление аккумулятора, Ом.

Внутреннее сопротивление аккумулятора зависит от количества сульфата свинца на электродах и увеличивается по мере разряда аккумулятора. У заряженного аккумулятора активное сопротивление мало (тысячные — десятитысячные доли ома).

Под номинальным напряжением аккумулятора понимают напряжение на зажимах полностью заряженного аккумулятора в течение первого часа его разряда током 10-часового разряда. Номинальное напряжение свинцово-кислотных аккумуляторов составляет 2 В.

В процессе разряда напряжение аккумулятора уменьшается. Нормально аккумуляторы можно разряжать до напряжения U_{pmin}, составляющего 1,8—1,75 В, т. е. с отклонением напряжения от номинального на 10—12,5 %. Кривые изменения напряжения аккумулятора при разряде его токами 1, 3, 5, 7 и 10-часового разряда ($I_1 > I_3 > I_{10}$) приведены на рис. 10.10, *б*. Наиболее резко напряжение аккумулятора уменьшается в начальной стадии разряда, что объясняется главным образом уменьшением концентрации электролита у поверхности пластин по отношению к средней плотности электролита в сосуде. Затем вследствие диффузии серной кислоты из сосуда к поверхности пластин и внутрь активной массы создается равновесие и плотность электролита у пластин остается почти неизменной. Соответственно напряжение аккумулятора также изменяется незначительно. На определенной стадии разряда напряжение вновь начинает резко снижаться вследствие увеличения количества сульфата свинца на пластинах: он заполняет поры активного материала и препятствует проникновению в них серной кислоты, значительно увеличивая внутреннее сопротивление аккумулятора.

С увеличением тока разряда (уменьшением времени разряда) интенсивность реакции возрастает, а диффузия серной кислоты в поры активной массы пластин запаздывает. Это приводит к уменьшению доли участия в реакции разряда активной массы внутри пластин и соответственно к увеличению роли ее поверхностных слоев. Интенсивная

сульфатация поверхности пластин сужает поры активной массы, что еще больше затрудняет доступ кислоты внутрь пластин. Таким образом, с увеличением тока разряда уменьшается количество активной массы, участвующей в реакции, вследствие чего уменьшается и количество электричества (емкость), которое может отдать полностью заряженный аккумулятор при разряде до минимально допустимого напряжения U_{pmin}. При этом быстрее уменьшается и напряжение аккумулятора (рис. 10.10, *б*). Если обозначить емкость аккумулятора при разряде его токами 1, 3 и 10-часового разряда соответственно через Q_1, Q_3 и Q_{10}, то $Q_1 < Q_3 < Q_{10}$.

Заряженный аккумулятор, отключенный от сети, с течением времени саморазряжается, что является следствием взаимодействия губчатого свинца с серной кислотой, образования короткозамкнутых контуров на электродах, наличия примесей в электролите. Саморазряд увеличивается с увеличением плотности электролита и его температуры. Снижение емкости аккумулятора вследствие саморазряда не должно превышать 1—1,8 % в сутки в зависимости от продолжительности бездействия аккумулятора.

При заряде аккумулятора (рис. 10.11, *а*) ток в нем направлен от анода к катоду. Положительные ионы водорода перемещаются к катоду, а отрицательные ионы кислотного остатка — к аноду. При этом сульфат свинца восстанавливается в перекись свинца на аноде и в свинец на катоде.

Реакция на аноде:

$$PbSO_4 + SO_4 + 2H_2O = PbO_2 + 2H_2SO_4;$$

реакция на катоде:

$$PbSO_4 + H_2 = Pb + H_2SO_4;$$

полная реакция заряда:

$$2PbSO_4 + 2H_2O = PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4. \qquad (10.3)$$

Как видно, при заряде расходуется вода и образуется серная кислота; плотность электролита увеличивается.

Напряжение на зажимах аккумулятора при заряде равно

$$U_з = E_{дин} + I_з r_{вт}, \qquad (10.4)$$

где $I_з$ — зарядный ток.

При заряде аккумулятора неизменным током напряжение зарядного устройства необходимо постепенно увеличивать. На рис. 10.11, *б* приведена кривая изменения напряжения, подведенного к аккумулятору при заряде его током, равным току 8-часового разряда. В начале заряда концентрация серной кислоты у пластин быстро возрастает, в связи с чем возрастает динамическая ЭДС аккумулятора. Поэтому приходится увеличивать напряжение заряд-

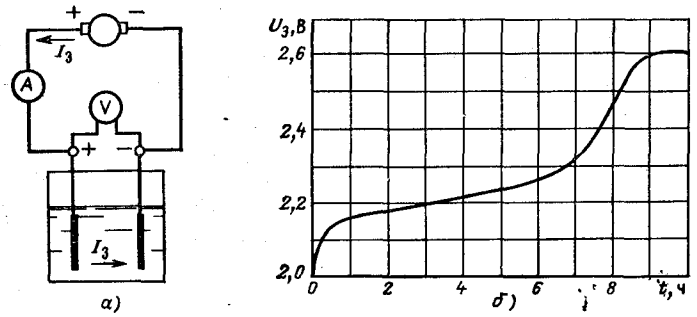


Рис. 10.11. Заряд свинцово-кислотного аккумулятора:

а — схема заряда; *б* — изменение напряжения аккумулятора во времени при заряде его неизменным по значению током

ного устройства до 2,1—2,15 В. Далее вследствие диффузии серной кислоты процесс в аккумуляторе стабилизируется и напряжение медленно увеличивается до 2,3 В.

На последней стадии заряда вновь требуется значительно увеличивать подведенное к аккумулятору напряжение (до 2,5—2,7 В). Объясняется это тем, что в конце заряда, когда бóльшая часть сульфата свинца восстановлена, под действием зарядного тока начинается электролиз воды: на катоде выделяется не вступивший в реакцию водород H_2, а на аноде — атомарный кислород, полученный за счет реакции

$$SO_4 + H_2O = H_2SO_4 + O.$$

Таким образом, в конце заряда в аккумуляторном помещении образуется взрывоопасный гремучий газ, что следует учитывать при выполнении и обслуживании аккумуляторных помещений. Для уменьшения газовыделения (кипения) аккумулятора и получения более экономичного ре-

жима заряда рекомендуется в процессе заряда последовательно снижать зарядный ток, с тем чтобы при окончании заряда он составлял примерно 40 % максимально допустимого зарядного тока. Заряд можно считать оконченным, если в конце заряда в течение часа достигается постоянство напряжения аккумулятора в пределах 2,5—2,75 В и плотности электролита 1,20—1,21 г/см³ и идет сильное газовыделение. При нормальном заряде аккумулятор должен получить на 15—20 % больше количества электричества (в ампер-часах), чем он отдал при последнем разряде.

Экономичность аккумулятора характеризуют коэффициентами полезного действия по количеству электричества η_Q и энергии $\eta_э$

$$\left.\begin{aligned} \eta_Q &= \frac{Q_р}{Q_з} \\ \text{и} \qquad & \\ \eta_э &= \frac{W_р}{W_з}, \end{aligned}\right\} \qquad (10.5)$$

где $Q_р = \int_0^{t_р} I_р(t)\,dt$ и $W_р = \int_0^{t_р} I_р(t)\,U_р(t)\,dt$

— соответственно количества электричества и энергии, полученные от аккумулятора при длительности разряда $t_р$;

$$Q_з = \int_0^{t_з} I_з(t)\,dt \text{ и } W_з = \int_0^{t_з} I_з(t)\,U_з(t)\,dt$$

— соответственно количества электричества и энергии, сообщенные аккумулятору при длительности заряда $t_з$.

Длительная работа аккумулятора гарантируется заводом-изготовителем только при условии правильного ведения режима работы в соответствии с инструкцией по уходу за аккумуляторами. При анормальных режимах аккумулятор теряет свою емкость или вообще выходит из строя. Причиной порчи аккумуляторов обычно является анормальная сульфатация, когда почти вся активная масса пластин превращается в сульфат свинца (в то время как при нормальной сульфатации в сульфат переходит только 40—70 % активной массы), а мелкозернистый сульфат переходит в крупнозернистый. Купнозернистый сульфат свинца

более стоек, чем мелкозернистый, к обратному восстановлению в свинец или перекись свинца при последующих зарядах. Сульфат свинца, как отмечалось выше, заполняет поры в активной массе пластин и ограничивает или совсем прекращает доступ серной кислоты в глубь активной массы. Большой удельный объем сульфата вызывает значительные механические усилия в пластинах; пластины коробятся, из них выпадает активная масса, и в конечном счете аккумулятор повреждается.

Анормальная сульфатация возникает при систематических недозарядах аккумулятора, регулярных глубоких разрядах, зарядах токами больше максимально допустимого, а также в тех случаях, когда полностью или частично разряженный аккумулятор длительно остается без заряда. Анормальная сульфатация предупреждается так называемыми тренировочными и уравнительными перезарядами, представляющими собой определенные (рекомендуемые ПТЭ) режимы разрядов — зарядов аккумулятора, при которых восстанавливается активная масса электродов.

Для определения фактической емкости аккумуляторных батарей, установленных на электростанциях, они 1 раз в 1—2 года должны подвергаться контрольному разряду. На подстанциях контрольные разряды должны выполняться по мере необходимости.

Аккумуляторные батареи устанавливаются в специальных помещениях, которые сооружаются с учетом определенных требований, обусловленных наличием серной кислоты и ее паров, а также взрыво- и пожароопасного гремучего газа.

Типы и основные характеристики свинцово-кислотных аккумуляторов. Аккумуляторные батареи составляют из аккумуляторов типа С (стационарный) или СК (стационарный для коротких разрядов). Аккумуляторы типа СК имеют большее сечение соединительных полос и поэтому позволяют разряжать их большими токами. Для характеристики емкости аккумулятора к буквам С и СК добавляют номер аккумулятора, который показывает, во сколько раз емкость данного аккумулятора больше емкости аккумулятора первого номера при 10-часовом разряде.

Аккумуляторы изготовляют 45 типоразмеров с номерами от 1 до 148. Аккумуляторы № 1—5 собирают из пластин И-1, № 6—20 (номера, кратные двум) — из пластин И-2, № 24 — 148 (номера, кратные четырем) — из пластин И-4. Число положительных пластин равно частному от деления номера аккумулятора на номер пластины. Основные характеристики аккумуляторов типов С-1, СК-1 и СЭ-1 согласно ГОСТ 825-73 приведены в табл. 10.2. Емкости и токи аккумуляторов других номеров определяют путем умножения соответствующих значений величин, приведенных в табл. 10.2, на номер аккумулятора.

Таблица 10.2

Тип аккумулятора	$Q_{ном}$, А·ч	$U_{ном}$, В	$I_з$, А	Режим разряда: 10 ч, I, А	10 ч, Q, А·ч	3 ч, I, А	3 ч, Q, А·ч	1 ч, I, А	1 ч, Q, А·ч	0,5 ч, I, А	0,5 ч, Q, А·ч	0,25 ч, I, А	0,25 ч, Q, А·ч	Конечное напряжение разряда, В, при длительности разряда, ч: 3—10	0,25—2
С-1, СК-1, СЭ-1	36	2	9	3,6	36	9	27	18,5	18,5	25	12,5	32	8	1,8	1,75

Для аккумуляторов типа СК допускаются длящиеся до 5 с толчки тока разряда, в 2,5 раза превышающие ток 1-часового разряда; при этом напряжение на зажимах полностью заряженного аккумулятора не должно снижаться более чем на 0,4 В от значения напряжения в момент, предшествующий толчку нагрузки.

Схемы соединений аккумуляторных батарей, работающих с постоянным подзарядом. На электрических станциях и подстанциях аккумуляторные батареи обычно работают в режиме постоянного подзаряда: зарядный агрегат все время питает постоянно включенные электроприемники сети оперативного тока (сигнальные лампы, катушки различных реле, контакторов и т. п.), а также подзаряжает аккумуляторную батарею, компенсируя ее саморазряд. Благодаря этому аккумуляторная батарея все время полностью заряжена.

Простейшая схема подключения аккумуляторной батареи, работающей с постоянным подзарядом, приведена на рис. 10.12. Зарядный генератор (или выпрямительная установка с автоматической стабилизацией напряжения на ши-

нах, при которой отклонение напряжения не превышает ±2 %), батарея и нагрузка подключены к шинам постоянного тока. В нормальных условиях напряжение на сборных шинах установки обычно поддерживают на 5 % выше но-

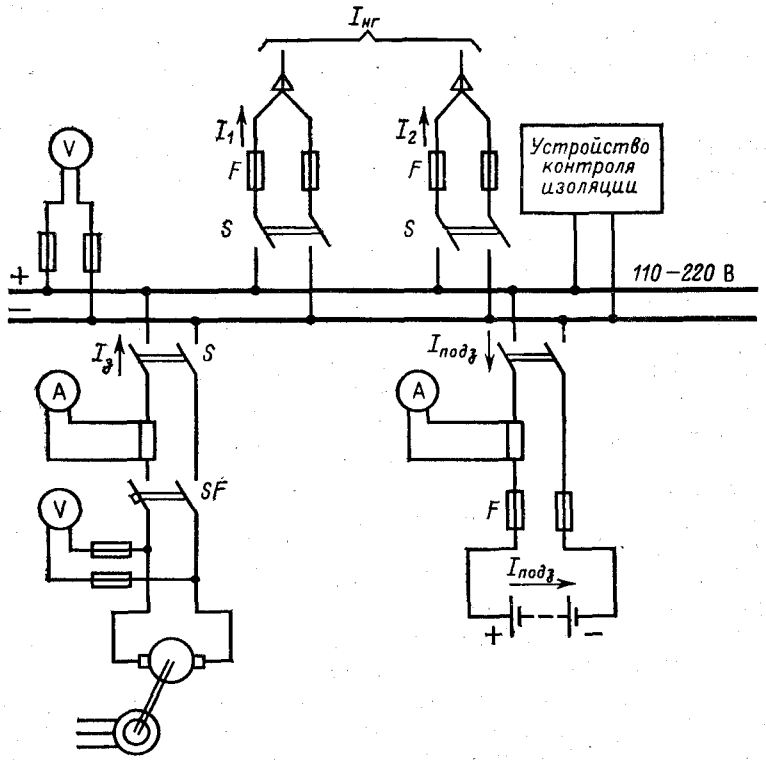


Рис. 10.12. Протейшая схема подключения аккумуляторной батареи, работающей с постоянным подзарядом

минального напряжения сети постоянного тока. В цепях отходящих линий и батареи установлены рубильники S и плавкие предохранители F, а в цепи зарядного генератора — рубильник S и автоматический выключатель SF, предназначенный для отключения генератора при перегрузках и коротких замыканиях, а также при переходе генератора в режим двигателя.

Подзарядный ток, А, зависящий от степени саморазряда батареи, должен быть не менее $I_{подз} = (0{,}01 \div 0{,}03)$ №, где № — номер аккумулятора.

Кроме длительной нагрузки, часто имеют место кратковременные расчетные пиковые (толчковые) нагрузки, обусловленные токами, потребляемыми катушками электромагнитных приводов выключателей. Эти пиковые нагрузки в основном воспринимает аккумуляторная батарея, так как она имеет более пологую внешнюю характеристику, чем генератор постоянного тока. При этом напряжение на шинах установки постоянного тока меняется незначительно (обычно не более чем на 10 %).

При авариях в электроустановке, сопровождающихся потерей напряжения переменного тока, зарядный агрегат отключается и аккумуляторная батарея берет на себя питание всех потребителей сети постоянного тока. В этих случаях при подключении толчковой нагрузки допустимо снижение напряжения на шинах установки постоянного тока не более чем на 20 %. После ликвидации аварии и восстановления электроснабжения переменным током запускают зарядный агрегат, который заряжает батарею и питает постоянно включенную нагрузку сети оперативного тока. По окончании заряда батарею переводят в режим постоянного подзаряда.

Мощность зарядного агрегата должна быть достаточной для заряда в течение 6—8 ч полностью разряженной аккумуляторной батареи и одновременного питания всех электроприемников сети постоянного тока.

В большинстве электроустановок экономически оправдано применение двух агрегатов — зарядного (значительной мощности) и подзарядного (небольшой мощности), рассчитанного только на подзаряд батареи и питание постоянной нагрузки. В качестве зарядных и подзарядных агрегатов обычно применяют генераторы постоянного тока с самовозбуждением.

По данным эксплуатации для поддержания батареи в заряженном состоянии к ее зажимам должно быть приложено постоянное напряжение из расчета (2,2±0,05) В на каждый аккумулятор; при этом ток подзаряда регулируется автоматически при изменении степени саморазряда. Поэтому число аккумуляторов в батарее, работающей с по-

стоянным подзарядом (рис. 10.12), должно быть

$$n = U_{ш}/2{,}2, \qquad (10.6)$$

где $U_{ш}$ — напряжение на шинах постоянного тока.

Существенным недостатком схемы, приведенной на рис. 10.12, является значительное колебание напряжения на шинах при различных, возможных в условиях эксплуатации, режимах работы установки постоянного тока. Так, если принять, что допустимое конечное напряжение разряда аккумулятора равно 1,75 В, а конечное напряжение заряда равно 2,7 В, то напряжение на шинах установки в конце разряда батареи составит

$$U_{шmin} = 1{,}75n = 1{,}75U_{ш}/2{,}2 = 0{,}8U_{ш},$$

а в конце заряда

$$U_{шmax} = 2{,}7n = 2{,}7U_{ш}/2{,}2 = 1{,}23U_{ш}.$$

Такие колебания напряжения неприемлемы для ряда электроприемников постоянного тока, например для сигнальных ламп и катушек электромагнитных приводов выключателей. Из-за этого схема рис. 10.12, несмотря на свою простоту, не нашла широкого применения.

На электростанциях и подстанциях вынужденно используют более сложную и связанную с большими затратами схему с двойным элементным коммутатором, показанную на рис. 10.13. Элементный коммутатор позволяет без разрыва цепи тока изменять число аккумуляторов батареи, подключенных к сборным шинам установки, и тем самым поддерживать нормальное напряжение на них в различных режимах работы батареи. Разрядная рукоятка *P1* служит для изменения числа аккумуляторов, подключенных к шинам установки, а зарядная рукоятка *P2* — для изменения числа аккумуляторов, подключенных к зарядному агрегату.

У аккумуляторной батареи, работающей по схеме рис. 10.13, различают общее число аккумуляторов n, число основных аккумуляторов $n_{о}$, число добавочных аккумуляторов $n_{д}$, подключаемых к элементному коммутатору, и число аккумуляторов $n_{подз}$, подключаемых к шинам установки в режиме подзаряда батареи. На основании вышеизложенного можно записать

$$\left.\begin{aligned} n &= \frac{U_{ш}}{U_{pmin}} = \frac{U_{ш}}{1{,}75}; \\ n_{о} &= \frac{U_{ш}}{U_{зmax}} = \frac{U_{ш}}{2{,}7}; \\ n_{д} &= n - n_{о}; \\ n_{подз} &= \frac{U_{ш}}{2{,}2}. \end{aligned}\right\} \qquad (10.7)$$

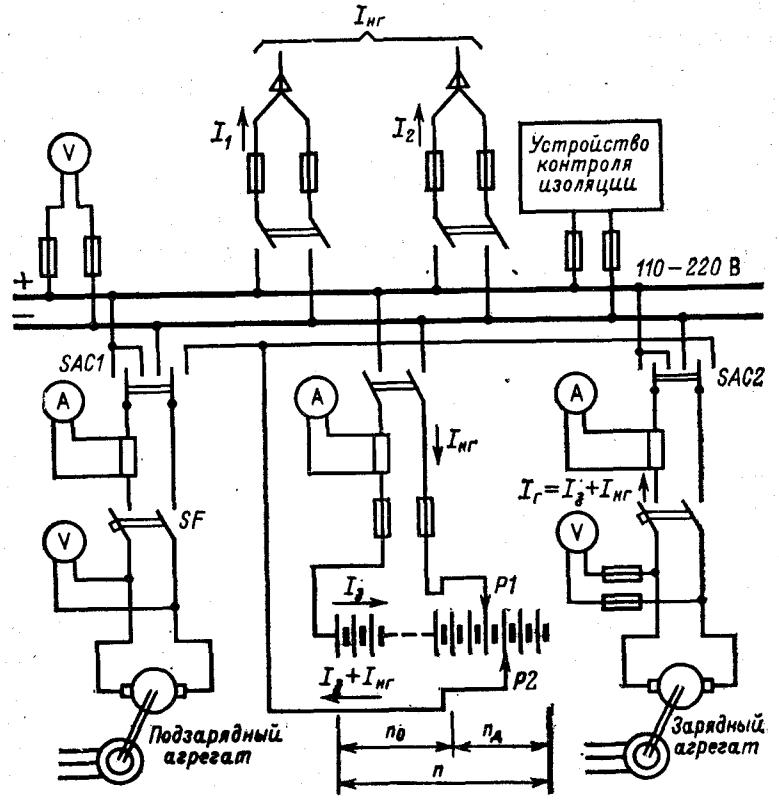


Рис. 10.13. Схема подключения аккумуляторной батареи с двойным элементным коммутатором, работающей с постоянным подзарядом (показано токораспределение при заряде)

В режиме подзаряда к шинам постоянного тока с помощью переключателя *SAC1* (левое положение) подключают подзарядный агрегат, а с помощью разрядной рукоятки — часть аккумуляторов батареи $n_{подз}$. Очевидно, что в режиме подзаряда часть аккумуляторов батареи, а именно $n—n_{подз}$, не подзаряжается и, следовательно, подвержена саморазряду, что является недостатком схемы. В случае отключения подзарядного агрегата и разряда аккумуляторной батареи на нагрузку нормальное напряжение на шинах установки поддерживают путем изменения числа подключенных аккумуляторов с помощью разрядной рукоятки *P1*.

Для заряда батареи, в том числе тренировочного или уравнительного, при помощи переключателя *SAC2* зарядный агрегат подключают к положительной шине установки и к зарядной рукоятке коммутатора (правое положение *SAC2*). Если батарея полностью разряжена, то зарядную рукоятку вначале устанавливают в крайнее правое положение, что обеспечивает заряд всех аккумуляторов батареи. Напряжение генератора при этом должно быть:

$$U_{г,нач} = nU_{зmin} = \frac{U_ш}{U_{рmin}} U_{зmin} = \frac{2,1}{1,75} U_ш = 1,2U_ш.$$

Разрядную рукоятку устанавливают в положение, обеспечивающее нормальное напряжение на шинах. Зарядный агрегат заряжает батарею и питает постоянную нагрузку. Токораспределение в схеме показано на рис. 10.13, из которого видно, что по части аккумуляторов, расположенных между плюсом батареи и разрядной рукояткой, проходит зарядный ток, а по аккумуляторам, включенным между рукотками *P1* и *P2*, — полный ток генератора $I_г = I_з + I_{нг}$.

В процессе заряда увеличивают напряжение генератора и поэтому для поддержания неизменного напряжения на шинах разрядную рукоятку постепенно перемещают влево. Постепенно перемещают влево и зарядную рукоятку, так как аккумуляторы, включенные между рукотками, заряжаются раньше остальных аккумуляторов батареи. В конце заряда к каждому аккумулятору подводится напряжение $U_{зmax}$ и разрядная рукоятка стоит в крайнем левом положении, подключая к шинам только основные аккумуляторы батареи. По окончании заряда батарею переводят в режим постоянного подзаряда. С помощью разрядной рукоятки к шинам подключают необходимое число аккумуляторов.

Для поддержания на шинах установки постоянного тока стабильного напряжения в нормальных условиях (при постоянной нагрузке) обычно используют систему автоматики, воздействующую на элементный коммутатор и изменяющую число аккумуляторов, подключенных к шинам.

С целью предупреждения ненормальной сульфатации пластин батарею, работающую с постоянным подзарядом, 1 раз в 3 мес. подвергают дозаряду напряжением 2,3—2,35 В на элемент до достижения плотности электролита во всех элементах 1,2—1,21 г/см³. Продолжительность дозаряда зависит от состояния батареи и должна быть не менее 6 ч. Кроме того, на подстанциях 1 раз в 3 мес. проверяют работоспособность батареи по критерию допустимого снижения напряжения (не более 0,4 В на аккумулятор) при толчковых нагрузках.

Схемы питания оперативных цепей. Потребители постоянного тока на электрических станциях и подстанциях территориально могут быть удалены друг от друга. Поэтому при установке одной аккумуляторной батареи приходится выполнять протяженную и разветвленную сеть оперативного тока, в которой вероятны повреждения. Повышение надежности работы такой сети достигается путем:

1) сооружения самостоятельных электросетей для питания потребителей различного назначения;

2) резервирования питания;

3) секционирования сети.

Обычно выполняют отдельные электросети: цепей управления; защиты и автоматики; сигнализации; электромагнитов включения приводов выключателей. Каждая сеть питается отдельными кабельными линиями от шин аккумуляторной батареи.

В качестве примера на рис. 10.14 показана схема питания электромагнитов включения приводов выключателей в закрытом распределительном устройстве. Вдоль ячеек распределительного устройства прокладывают кабели или изолированные шинки, закрытые кожухами. Рубильниками шинки разделены на секции по числу секций распределительного устройства (в данном случае на три секции: *C1*,

С2, С3). Шинки питаются двумя кабельными линиями от шин аккумуляторной батареи. Кабельные линии с помощью рубильников подключены к крайним секциям. Один секционный рубильник (*S1* или *S2*) нормально отключен. В случае повреждения одной кабельной линии она отключается с обеих сторон. Включив ранее отключенный секционный рубильник, обеспечивают питание всех трех секций по второй кабельной линии. Электромагниты приводов подключают к секциям шин через предохранители. На питающем конце кабельных линий установлены рубильники и пред-

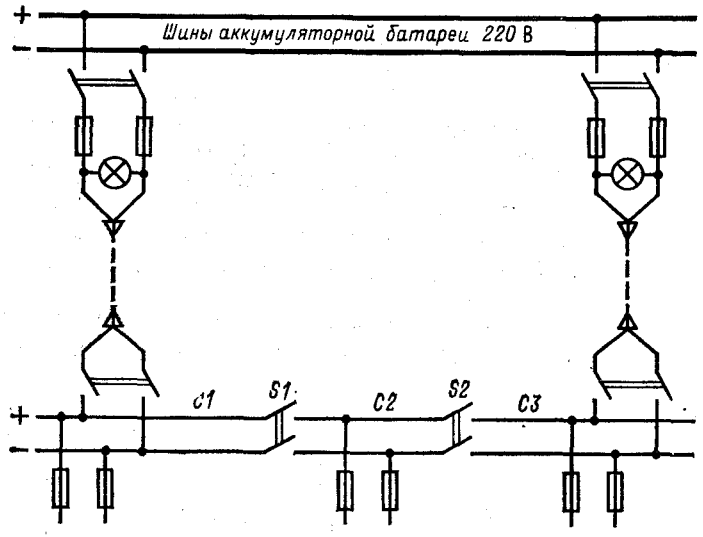


Рис. 10.14. Схема питания электромагнитов включения электромагнитных приводов выключателей в закрытом РУ

охранители. Исправность предохранителей контролируют сигнальные лампы, гаснущие при перегорании предохранителей.

Аналогично выполняют сеть питания электромагнитных приводов выключателей в открытых распределительных устройствах и сеть питания цепей управления, защиты, автоматики и сигнализации на щитах управления. В открытых распределительных устройствах шкафы приводов отдельных выключателей соединяют кабелями по петлевой схеме. На щитах управления шинки постоянного тока обычно располагают поверх панелей щита, причем каждая секция шинок питается отдельной кабельной линией.

10.10. ИСТОЧНИКИ И СХЕМЫ ПЕРЕМЕННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также силовые трансформаторы собственных нужд. Трансформаторы тока могут обеспечить питание оперативных цепей только при коротких замыканиях, когда увеличиваются токи в тех цепях, в которых они установлены. Во всех остальных случаях, когда токи и напряжения первичных цепей изменяются мало (нормальный режим работы, перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с незаземленными нейтралями и т. п.), надежное питание оперативных цепей может быть обеспечено от трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд.

Возможность использования переменного оперативного тока в конкретной электроустановке зависит от мощности, которую может дать источник, и типа привода выключателей. В настоящее время переменный оперативный ток применяют в электроустановках, оборудованных выключателями с пружинными и грузовыми приводами, электромагниты управления которых могут быть выполнены на переменном токе и потребляют сравнительно небольшую мощность.

Трансформаторы тока могут быть использованы в качестве источников переменного оперативного тока токовых релейных защит, если отдаваемая ими мощность при коротких замыканиях в защищаемых цепях достаточна для надежной работы защиты и отключения выключателей. На рис. 10.15, *а* приведена схема максимальной токовой защиты, выполненной с использованием встроенных в привод выключателей реле прямого действия без выдержки времени *КА1* и с зависимой выдержкой времени *КА2*. На рис. 10.15, *б* показана схема максимальной токовой защиты с реле косвенного действия типа РТ-85 (на схеме реле обоз-

начено *КА*), имеющим зависимую выдержку времени. При срабатывании реле его контакты без разрыва цепи тока последовательно с катушкой реле *КА* включают электромагнит отключения *YAT* привода выключателя.

Для обеспечения правильной работы реле прямого и косвенного действия трансформаторы тока при всех возможных значениях токов короткого замыкания в первичной цепи должны иметь полную погрешность в значении вторичного тока не более 10 %, что проверяют по так называемым кривым предельной кратности трансформаторов

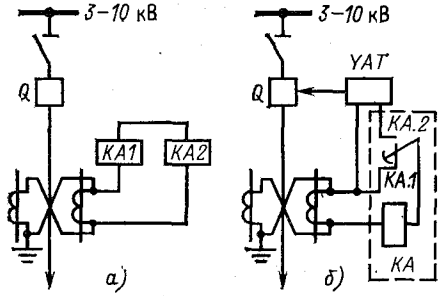


Рис. 10.15. Схемы использования трансформаторов тока в качестве источников переменного оперативного тока:

а — схема защиты линии с реле прямого действия; *б* — схема защиты линии с дешунтированием электромагнита отключения привода выключателя, с использованием реле тока с выдержкой времени

тока. В схеме, представленной на рис. 10.15, *б*, после дешунтирования электромагнита отключения нагрузка на трансформаторы тока существенно возрастает и, как следствие, значительно увеличивается погрешность. В этих условиях для обеспечения необходимой надежности защиты мощность, отдаваемая трансформаторами тока, должна быть достаточной для работы отключающего электромагнита привода при минимальном расчетном токе короткого замыкания в первичной цепи. Мощность S_2, отдаваемая трансформатором тока, нелинейно зависит от сопротивления нагрузки Z_2 и наибольшее значение имеет при равенстве сопротивления ветви намагничивания трансформатора суммарному сопротивлению вторичной обмотки трансформатора и нагрузки. Отсюда при прочих одинаковых условиях увеличение тока в первичной цепи ведет к смещению максимума характеристики в зону с меньшими нагрузками Z_2. С увеличением нагрузки при неизменном токе в первичной цепи отдаваемая мощность сначала растет, достигая максимума, а далее уменьшается, что объясняется насыщением сердечника трансформатора тока. Отдаваемая мощность пропорциональна току в первичной цепи. Работа трансформатора тока в области максимальной отдаваемой мощности неустойчива, поэтому нагрузку согласовывают с параметрами трансформатора тока так, чтобы он работал в начальной части характеристики $S_2 = f(Z_2)$.

Трансформаторы напряжения в качестве источников оперативного тока используют для питания устройств релейной защиты и автоматики, работающих на переменном токе, для дистанционного управления выключателями и для питания цепей сигнализации. При достаточной мощности трансформаторов напряжения от них одновременно могут питаться как катушки напряжения измерительных приборов, так и оперативные цепи.

Нормальное потребление оперативных цепей мало, и трансформатор напряжения работает в классе точности, необходимом для питания измерительных приборов. При работе устройств релейной защиты и автоматики, включении и отключении выключателей нагрузка на трансформатор напряжения возрастает и он кратковременно работает с большими погрешностями, что, однако, допустимо для электроизмерительных приборов и не является препятствием для питания оперативных цепей.

Максимальные длительные нагрузки трансформаторов напряжения, определенные из условия допустимого нагрева обмоток, указываются в каталогах. Вместе с тем, как показали испытания, трансформаторы напряжения можно кратковременно нагружать в 1,5—2,5 раза больше максимальной нагрузки, указанной в каталогах. Практически наибольшая кратковременная нагрузка трансформаторов напряжения ограничивается тем, что для надежной работы механизмов оперативных цепей напряжение на вторичных зажимах трансформатора напряжения не должно снижаться более чем на 10—15 %.

В большинстве случаев осуществляют комбинированное питание оперативных цепей от сети собственных нужд, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, что можно видеть на примере схемы, приведенной на рис. 10.16 (см. также § 10.11).

На ряде присоединений элекроустановок, например на отходящих линиях, нет своих трансформаторов напряжения, что заставляет питать их оперативные цепи от шинных трансформаторов напряжения. При этом нарушается принцип децентрализованного питания оперативных цепей и создается разветвленная сеть оперативного тока, что понижает надежность работы электроустановки.

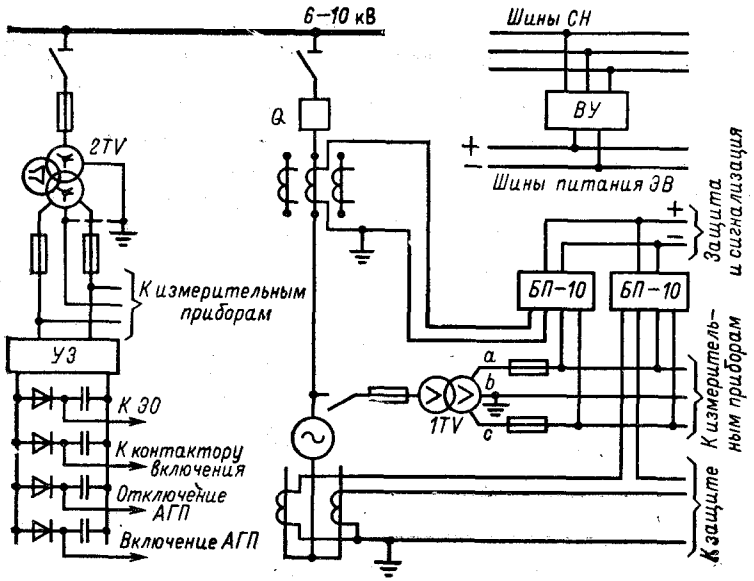


Рис. 10.16. Схема комбинированного питания оперативных цепей генератора от нескольких источников выпрямленного оперативного тока

Вместо трансформаторов напряжения для питания оперативных цепей можно использовать трансформаторы (сеть) собственных нужд электроустановки. От шин (сборок) собственных нужд напряжением 380/220 В при помощи однофазных ответвлений напряжением 220 В питают шинки оперативного тока, а от них — оперативные цепи. При этом на электростанциях, имеющих сборные шины генераторного напряжения, а также на крупных подстанциях создается разветвленная централизованная сеть оперативного тока, что, как указывалось выше, является недостатком схемы. Для повышения надежности работы оперативных цепей шинки оперативного тока секционируют и обеспечивают резервным питанием от разных сборок собственных нужд. Благоприятные возможности для создания схемы децентрализованного питания оперативных цепей имеются на блочных электростанциях, где сети собственных нужд отдельных блоков практически не связаны друг с другом.

10.11. ИСТОЧНИКИ И СХЕМЫ ВЫПРЯМЛЕННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

В ряде электроустановок при вынужденном применении аппаратов оперативных цепей, работающих на постоянном токе, можно вместо аккумуляторных батарей применять источники выпрямленного оперативного тока. Это относится главным образом к электрическим станциям и подстанциям небольшой и средней мощности, оборудованным выключателями с приводами постоянного тока.

В качестве источников выпрямленного оперативного тока используют выпрямительные установки, блоки питания и конденсаторные устройства.

Выпрямительные установки применяют для питания цепей управления, защиты, автоматики, сигнализации и электромагнитов включения приводов выключателей. Полупроводниковые выпрямительные установки собирают по однополупериодной или мостовой схеме выпрямления и питают от шин собственных нужд.

Промышленность освоила выпуск мощных выпрямительных установок (типа КВУ-66/2), что позволяет внедрять выпрямленный оперативный ток даже на подстанциях с мощными выключателями (типа МКП-110М, У-220-10).

Пример схемы питания оперативных цепей от централизованной выпрямительной установки дан на рис. 10.17. В схеме имеются рабочее *VS1* и резервное *VS2* выпрямительные устройства, подключенные к разным секциям шин 220 В собственных нужд *C1* и *C2*. Нормально шины постоянного тока питает рабочее выпрямительное устройство; при его повреждении или ремонте включают резервное устройство. Для защиты от коротких замыканий в выпрямительном устройстве со стороны переменного напряжения установлены

предохранители *F*. Контакторы переменного *KM1* и постоянного *KM2* тока позволяют дистанционно включать и отключать выпрямительные устройства. Оперативные цепи подключены к шинам выпрямленного тока. Используется и другая схема, в которой оба выпрямительных устройства

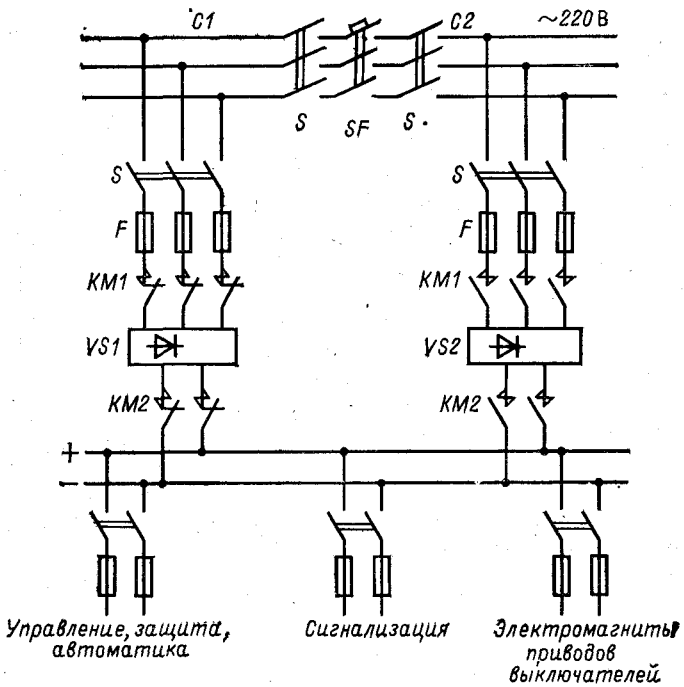


Рис. 10.17. Схема питания оперативных цепей от централизованной выпрямительной установки

нормально включены и питают соответствующие секции шин постоянного тока, обеспечивая в то же время взаимное резервирование при отказе одного из выпрямительных устройств.

Ток постоянно включенной нагрузки мал по сравнению с током толчковой нагрузки, поэтому в ряде случаев устанавливают отдельные выпрямительные устройства для питания той и другой нагрузок. Выпрямительные устройства

для питания толчковых нагрузок выбирают с учетом возможности значительной кратковременной перегрузки выпрямителей.

Блоки питания представляют собой маломощные выпрямительные устройства, питаемые от трансформаторов тока (токовый элемент), от трансформаторов напряжения или сети собственных нужд (элемент напряжения). Промышленность выпускает блоки с различной выходной мощностью: блок БП-10 мощностью 50 Вт, блок БП-100 мощностью 150—200 Вт, блок БП-1000 мощностью 800—1200 Вт. Блоки БП-10 и БП-100 используют для питания цепей релейной защиты, автоматики, сигнализации и цепей управления легкими приводами выключателей. Наиболее мощные блоки БП-1000 используют также для питания электромагнитов отключения приводов. Блоки рассчитаны на питание оперативных цепей на напряжении 110 В.

Токовый элемент блока (БПТ) (рис. 10.18, *а*) состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора *TLA*, феррорезонансного стабилизатора напряжения, образованного конденсатором *C* и трансформатором *TLA*, а также из мостового двухполупериодного выпрямителя на полупроводниках. Стабилизатор напряжения обеспечивает на выходе элемента относительно стабильное напряжение при широком диапазоне изменения нагрузки и тока в первичной цепи. Элемент напряжения (БПН) (рис. 10.18, *б*) состоит из промежуточного трансформатора напряжения *TLV* с регулированием числа витков вторичной обмотки и мостового двухполупериодного выпрямителя.

Для надежности питания оперативных цепей одновременно используют оба элемента блока, объединяя их выходные цепи постоянного тока (на рис. 10.18 показано пунктирными линиями). При изменении нагрузки блока от номинальной до холостого хода и тока трансформаторов тока от номинального до 15-кратного напряжение на выходе блока может изменяться в достаточно широких пределах: $U = (0{,}85 \div 1{,}35)\,U_{ном}$, что является существенным недостатком схем с использованием блоков питания в качестве источников оперативного тока. Конструктивно токовый элемент и элемент напряжения выполняют как одно устройство (БП-10) или как самостоятельные устройства (БП-100, БП-1000).

При использовании блоков питания удается получить достаточно децентрализованную схему питания оперативных цепей.

Конденсаторное устройство представляет собой батарею конденсаторов, заряжаемую с помощью зарядного устройства *УЗ* от трансформаторов напряжения *TV* электроустановки (рис. 10.19, *а*). Энергия, запасенная конденсаторами, используется для питания электромагнитов управления приводов выключателей. До последнего времени наибольшее распространение имели выпускаемые промышленностью зарядные устройства типа УЗ-400 (или УЗ-401), нормально рассчитанные на заряд конденсаторной батареи общей емкостью до 500 мкФ. Батарея такой емкости может обеспечить работу электромагнитов отключения и контакторов включения любых приводов. Энергия, которую может отдать конденсаторная батарея, должна быть больше расчетной энергии, необходимой для срабатывания электромагнитов отключения и контакторов включения выключателей, т. е.

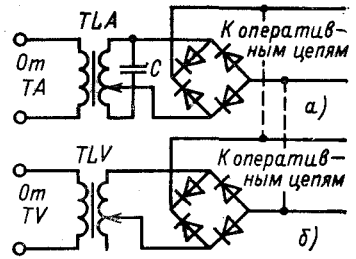


Рис. 10.18. Схема блока питания:

а — токовый элемент; *б* — элемент напряжения

$$W_C = \frac{CU^2}{2} > W_{\text{расч}}.$$

По данным ВНИИЭ для обеспечения действия отключающих электромагнитов различных приводов требуются конденсаторные батареи следующих емкостей (при напряжении заряда 400 В): для привода типа ПГ-10 $C=25$ мкФ; для привода типа ПС-10 $C=75$ мкФ; для привода ПС-30 $C=230$ мкФ. Время заряда конденсаторной батареи емкостью 40—100 мкФ от зарядного устройства типа УЗ-400 составляет 0,3—0,7 с.

Независимость питания отдельных цепей достигается делением конденсаторной батареи на несколько частей, каждая из которых питает только свою цепь. Для того чтобы при работе какой-либо цепи разряжались конденсаторы только этой цепи, в схеме предусмотрены разделительные выпрямители *ВР*.

Зарядное устройство УЗ-400 (рис. 10.19, *б*) представляет собой однополупериодную выпрямительную схему на меднозакисных выпрямителях *VD*. Устройство подключают к трансформаторам напряжения или другим источникам переменного напряжения 110—220 В через промежуточный повысительный трансформатор *TLV* (напряжение повышают с целью уменьшить необходимую емкость конденсаторной батареи).

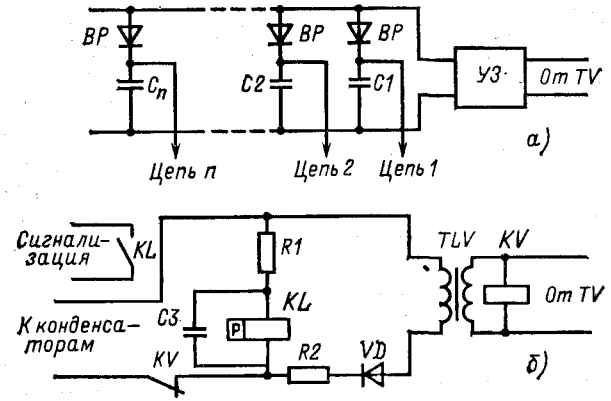


Рис. 10.19. Конденсаторное устройство

а — схема питания конденсаторов; *б* — схема внутренних соединений зарядного устройства

Для защиты выпрямителей при пробое конденсаторов, а также для ограничения тока промежуточного трансформатора при пробое выпрямителей в схему введен резистор *R2*. Сигнализация различных повреждений осуществляется с помощью поляризованного реле, которое замыкает свои контакты в цепи сигнализации при пробое конденсаторов, пробое выпрямителей и при обрыве цепи заряда конденсаторов. Резистор *R1* ограничивает ток разряда конденсаторов через обмотку реле при снижении питающего напряжения переменного тока. В случае значительного снижения питающего напряжения или его исчезновения конденсаторная батарея отделяется от зарядного устройства контак-

тами реле напряжения (KV), имеющего уставку (0,7—0,8) $U_{ном}$. Отделившиеся заряженные конденсаторы могут удержать необходимый заряд в течение нескольких часов. С целью устранения вибрации контактов поляризованного реле его катушка шунтирована конденсатором $C3$. Конденсаторные устройства обеспечивают питание оперативных цепей при полном исчезновении переменного напряжения на электроустановке.

В последнее время разработаны более мощные устройства типов БПЗ-401 и БПЗ-402, выполняющие одновременно функции как блоков питания, так и зарядных устройств.

Глава одиннадцатая
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1. НАЗНАЧЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ. ТИПЫ РЕЛЕ

Релейная защита (РЗ) является важнейшей частью автоматики электроустановок и энергосистем. Ее основная задача состоит в том, чтобы обнаружить поврежденный участок электрической системы и возможно быстрее выдать управляющий сигнал на его отключение. Дополнительная задача релейной защиты заключается в сигнализации о возникновении анормальных режимов.

Релейная защита выполняется с помощью реле различных типов. Электрическое реле — это электрический аппарат, замыкающий или размыкающий свою выходную цепь при достижении входной величиной заданного значения или условия, называемого уставкой реле. Отдельные типы реле имеют несколько входных и выходных цепей (например, реле направления мощности, сопротивления, промежуточные и т. п.). В настоящее время в эксплуатации применяются электромеханические реле с замыкающимися или размыкающимися контактами, а также бесконтактные реле на полупроводниковых, ферромагнитных или магнитоуправляемых элементах.

Реле подразделяются на первичные и вторичные, а также на реле прямого и косвенного действия. Первичные реле включаются непосредственно в первичную цепь, а вторичные реле — через трансформаторы тока и напряжения. Реле прямого действия воздействуют непосредственно на расцепляющий механизм привода выключателя, а реле косвенного действия — косвенно, через электромагнит отключения. Ниже рассматриваются только защиты, выполненные с помощью вторичных реле косвенного действия.

Различают основные (измерительные) и вспомогательные (логические) реле. При аварийных и анормальных режимах в энергосистеме изменяются токи цепей и их фазы, напряжения в различных точках сети, направления потоков мощностей, частота переменного тока в сети, взаимные сопротивления между различными точками сети и т. п. Поэтому в качестве основных реле используют реле тока, напряжения, направления мощности, частоты и сопротивления. В качестве вспомогательных реле, выполняющих логические функции защиты, применяют реле времени, промежуточные и указательные реле.

На схемах положение контактов реле, как правило, указывается для так называемых нормальных условий, когда катушки реле не обтекаются током.

Релейные защиты подразделяются на основные и резервные. Основной называется защита, предназначенная для работы при всех видах повреждений или части из них в пределах всего защищаемого элемента энергосистемы, причем с временем, меньшим, чем у других установленных защит. Резервной называется защита, резервирующая основную в случае ее отказа или вывода из работы, а также защиты смежных элементов при их отказе или отказе выключателей смежных элементов.

11.2. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

К устройствам релейной защиты, действующим на отключение, до последнего времени предъявлялись следующие четыре требования: селективность (избирательность) действия; быстрота действия; чувствительность; надежность работы.

Селективное действие — это такое действие релейной защиты, при котором обеспечивается отключение только поврежденного элемента системы. Так, применительно к схеме радиальной сети, показанной на рис. 11.1, требование селективности действия сводится к тому, чтобы при коротком замыкании в точке $K1$ отключался только выключатель $Q3$, а при КЗ в точке $K2$ — выключатель $Q2$.

Поврежденный элемент системы всегда желательно отключить возможно быстрее. Однако быстрота отключения ограничивается собственными временами действия релейной защиты и выключателя, а также условиями обеспечения селективной работы релейной защиты. В общем случае время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{с,р,з} + t_з + t_{с,в,откл} + t_д = t_{с,р,з} + t_з + t_{в,откл},$$

где $t_{с,р,з}$ — собственное время релейной защиты; $t_з$ — выдержка времени, установленная на защите; $t_{с,в,откл}$ — собственное время выключа-

теля, т. е. время от подачи импульса на катушку отключения до момента начала расхождения дугогасительных контактов выключателя; $t_д$ — время горения дуги; $t_{в,откл}$ — полное время отключения выключателя.

Для защит, действующих без выдержки времени, в зависимости от типов реле и выключателей время отключения оказывается равным $t_{откл} = t_{с.р.з} + t_{в,откл} = (0{,}02 \div 0{,}04) + (0{,}04 \div 0{,}2) = 0{,}06 \div 0{,}24$ с. Таким образом, *при существующих типах реле и выключателей нижний предел* времени отключения коротких замыканий может составлять 3—12 периодов тока частотой 50 Гц.

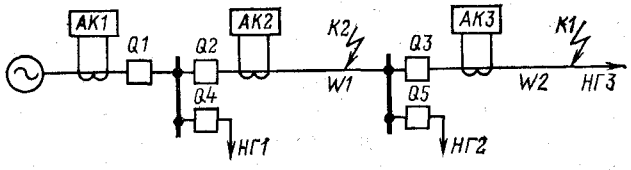


Рис. 11.1. Релейная защита радиальной сети

Различают релейные защиты с абсолютной и относительной селективностью. Первые в соответствии с принципом их действия срабатывают только при повреждениях на защищаемом элементе. Поэтому они выполняются без выдержек времени. Вторые по принципу действия могут селективно срабатывать в качестве резервных защит при повреждениях на смежных элементах; они обычно выполняются с выдержкой времени. В отдельных случаях (например, в сетях напряжением до 35 кВ) допускается использование неселективных защит, являющихся разновидностью защит с относительной селективностью.

Релейная защита должна быть достаточно чувствительной (т. е. реагирующей) к повреждениям на защищаемом элементе энергосистемы, а в ряде случаев — также к повреждениям на смежных элементах. При этом обеспечивается резервирование действия защит в случае отказа одной из них. Так, например, если при КЗ в точке *К1* (рис. 11.1) откажет в действии основная защита *АК3*, то резервирующая защита *АК2*, чувствительная к этому КЗ, должна прийти в действие и отключить выключатель *Q2*. Чувствительность защит оценивается коэффициентом чувствительности $k_ч$.

Требование надежности работы релейной защиты, как свойства выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки, сводится по существу к тому, чтобы защита надежно срабатывала в тех случаях, когда она должна работать, и

надежно не срабатывала в остальных случаях. Чем проще схема защиты, меньше количество реле и контактов в схеме, лучше качество реле и качество монтажа вторичных цепей, тем надежнее работает защита в целом. Если на один и тот же выключатель действует несколько независимых защит, то надежность срабатывания повышается, а надежность несрабатывания понижается. Это обстоятельство приходится учитывать при проектировании устройств релейной защиты.

В последнее время качество релейной защиты принято оценивать по эффективности ее функционирования. Защита должна обладать следующими свойствами: селективностью, устойчивостью и надежностью функционирования. Первое и второе свойства характеризуют техническое совершенство защиты. При этом свойство селективности охватывает функции защитоспособности и быстроты срабатывания при внутренних для защищаемого элемента КЗ, а также функции несрабатывания при внешних КЗ и при отсутствии КЗ. Свойство устойчивости функционирования охватывает функции чувствительности к КЗ и устойчивости быстроты срабатывания при внутренних КЗ и устойчивости несрабатывания при внешних КЗ и при отсутствии КЗ.

Свойство надежности функционирования охватывает свойства надежности срабатывания при внутренних КЗ и надежности несрабатывания при внешних КЗ и при отсутствии КЗ.

Современные энергосистемы оснащены комплексом как относительно простых, так и достаточно сложных релейных защит, обеспечивающих их эффективное функционирование. С учетом профиля подготовки студентов-энергетиков и электромехаников ниже рассматриваются только наиболее массовые виды релейных защит элементов энергосистем. При необходимости более сложные и специфические виды защит (например, дистанционные и высокочастотные защиты электрических линий) могут быть изучены по рекомендуемой литературе.

А. ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЙ

11.3. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ С НЕЗАВИСИМОЙ ВЫДЕРЖКОЙ ВРЕМЕНИ

Принципиальная и развернутая схемы такой защиты линии с односторонним питанием приведены соответственно на рис. 11.2, *а* и *б*.

При возникновении короткого замыкания на защищаемой линии защита приходит в действие — срабатывают одно или несколько (в зависимости от вида КЗ) реле тока *КА*, замыкая цепь катушки реле времени *КТ*. Реле времени *КТ* обеспечивает селективность действия релейной защиты. Это достигается тем, что наименьшую выдержку

времени имеют защиты наиболее удаленных от источника питания линий, наибольшую — защиты линий, ближайших к источнику питания. Разницу в выдержках времени защит двух смежных линий называют ступенью выдержки времени и обозначают Δt.

Контакты реле времени имеют относительно небольшую коммутационную способность, поэтому в выходную цепь защиты включается промежуточное реле *KL*, работающее практически без замедления. При замыкании контактов реле *KL* через последовательную обмотку указательного реле *KH* и вспомогательные контакты выключателя *SQ* об-

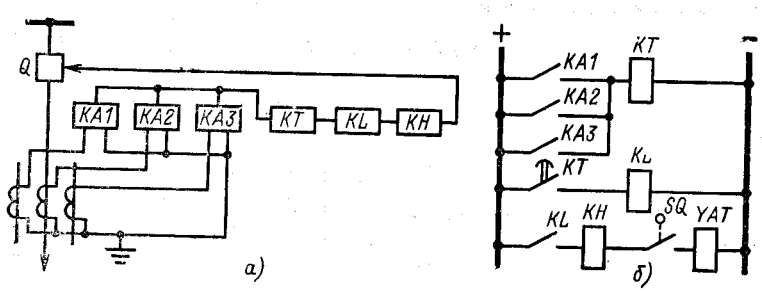


Рис. 11.2. Схема защиты линии с односторонним питанием

разуется замкнутая цепь на электромагнит отключения выключателя *YAT*, который, срабатывая, освобождает подвижную часть выключателя и выключатель отключается. Вспомогательные контакты выключателя разрывают выходную цепь защиты несколько ранее разрыва тока в силовой цепи (в процессе хода подвижной системы выключателя), тем самым разгружая контакты промежуточного реле.

Защита характеризуется двумя параметрами — током срабатывания и выдержкой времени. Различают ток срабатывания защиты $I_{с,з}$ — ток в первичной цепи, при котором защита приходит в действие, и ток срабатывания реле (уставка реле) $I_{с,р}$ — ток в реле, при котором реле срабатывает. Ток срабатывания защиты должен быть больше максимального рабочего тока защищаемой линии

$$I_{с,з} > I_{раб max}. \qquad (11.1)$$

С другой стороны, для правильной работы защиты необходимо, чтобы так называемый ток возврата защиты или максимальный ток, при котором защита возвращается в первоначальное состояние, был больше максимального тока послеаварийного режима $I_{па\ max}$, возникающего после отключения тока КЗ на смежной линии. С учетом самозапуска двигателей максимальный (начальный) ток послеаварийного режима может быть больше максимального рабочего тока. Возможный характер изменения тока в линии (например, в линии *W2*, рис. 11.1) при коротком замыкании в сети (в точке *K1*) и после отключения КЗ представлен на рис. 11.3. Максимальное значение послеаварийного тока

$$I_{па max} = k_з I_{раб max},$$

где $k_з$ — коэффициент расчетного самозапуска электродвигателей нагрузки линии. Поэтому ток возврата защиты связан с максимальным рабочим током неравенством:

$$I_{в,з} > k_з I_{раб max}. \qquad (11.2)$$

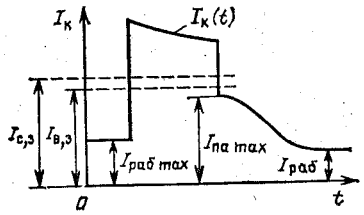


Рис. 11.3. Изменение тока линии при КЗ в сети и после отключения КЗ

В зависимости от характера нагрузки линий (осветительная, силовая и т. п.) коэффициент $k_з$ изменяется в широких пределах ($k_з = 1 \div 3$).

Ток срабатывания защиты определяется по выражению

$$I_{с,з} = \frac{I_{в,з}}{k_в} = \frac{k_{отс} k_з}{k_в} I_{раб\ max}, \qquad (11.3)$$

а ток срабатывания реле

$$I_{с,р} = \frac{k_{отс} k_з k_{сх} I_{раб\ max}}{K_I k_в},$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки ($k_{отс} = 1{,}1 \div 1{,}2$); $k_{сх}$ — коэффициент схемы, учитывающий схему соединения трансформаторов тока и реле (при включении реле на фазные токи $k_{сх} = 1$, при включении реле на разность токов двух фаз $k_{сх} = 1{,}73$); K_I — коэффициент трансформации трансформаторов тока; $k_в$ — коэффициент возврата токового реле:

$$k_в = \frac{I_{в,р}}{I_{с,р}};$$

для электромагнитных реле тока типа РТ-40 $k_в \geqslant 0{,}85$.

Выдержку времени защиты подбирают по ступенчатому принципу,

исходя из того, что каждая последующая защита по направлению к источнику питания должна иметь выдержку времени, превышающую выдержку времени предшествующей защиты на ступень Δt.

Выдержка времени каждой защиты не зависит от того, в каком месте линии возникло короткое замыкание, т. е. не зависит от значения тока в первичной цепи. Отсюда название защиты — максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени. Минимальная ступень выдержки времени Δt определяется параметрами защит и выключателей. Так, применительно к схеме, показанной на рис. 11.1,

$$\Delta t = t_2 - t_3 = t_{\text{уск}2} + t_{\text{зам }3} + t_{\text{в}3} + t_{\text{зап}}, \qquad (11.4)$$

где $t_{\text{уск }2}$ — возможное ускорение по различным причинам (несоответствие фактических и расчетных уставок реле, их параметров и т. п.) защиты *АК2* (выключателя *Q2*); $t_{\text{зам }3}$ — возможное замедление по тем же причинам защиты *АК3* (выключателя *Q3*); $t_{\text{в }3}$ — полное время отключения выключателя *Q3*; $t_{\text{зап}}$ — время запаса.

У электромагнитных реле времени разброс выдержек времени (погрешность) составляет $\pm(0{,}1 \div 0{,}15)$ с. Полное время отключения различных выключателей находится в пределах 0,04—0,2 с.

Принимая $t_{\text{зап}} = 0{,}1$ с, получаем $\Delta t = (0{,}1 \div 0{,}15) + (0{,}1 \div 0{,}15) + (0{,}04 \div 0{,}2) + 0{,}1 = 0{,}34 \div 0{,}6$ с. В энергосистемах принимают $\Delta t = 0{,}5 \div 0{,}7$ с.

Чувствительность защиты характеризуют коэффициентом чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}min}}{I_{\text{с,з}}}, \qquad (11.5)$$

где $I_{\text{к }min}$ — ток КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы энергосистемы, т. е. при возможном в условиях эксплуатации отключении некоторых источников, электрических линий и т. п. Согласно ПУЭ максимальная токовая защита должна быть чувствительной к коротким замыканиям в защищаемой зоне и в конце смежной линии (резервирование действия защит). При этом с учетом сопротивления дуги в месте КЗ необходимо, чтобы выполнялось условие: при КЗ в защищаемой зоне $k_{\text{ч}} \geqslant 1{,}5$, а при КЗ в конце смежной линии $k_{\text{ч}} \geqslant 1{,}2$. Достоинством максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени является простота схемы и настройки. Недостатком являются значительные выдержки времени при отключении наиболее тяжелых и опасных КЗ вблизи источников.

11.4. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ С ЗАВИСИМОЙ ВЫДЕРЖКОЙ ВРЕМЕНИ

Защита выполняется с помощью индукционных реле тока типа РТ-80, имеющих два органа — индукционный и электромагнитный. Индукционный орган работает с выдержкой времени, зависящей от значения проходящего через реле тока $I_{\text{р}}$, а электромагнитный орган (токовая отсечка) — без выдержки времени при достижении током определенного значения. Схема защиты представлена на рис. 11.4.

Индукционные реле выполняют функции как пусковых органов, так и органов, обеспечивающих селективность действия защиты. Поэтому

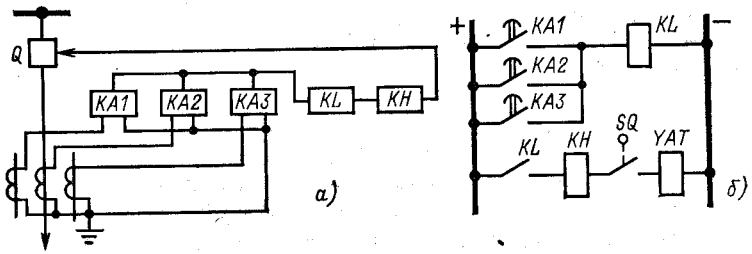


Рис. 11.4. Схема максимальной токовой защиты с зависимой выдержкой времени:

а — принципиальная; *б* — развернутая

в схеме отсутствует отдельное реле времени, имеющееся в схеме максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени. В остальном действие защиты и назначение отдельных элементов такие же, как и у максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты определяется по (11.3); уставка реле меняется ступенями путем изменения числа витков его обмотки. Выдержка времени защиты подбирается по ступенчатому принципу, причем согласование выдержек времени защит смежных линий производят, исходя из тока КЗ в ближайшей к источнику точке, при КЗ в которой защиты работают одновременно. Согласование выдержек времени защит применительно к схеме на рис. 11.1 показано на рис. 11.5. На защите *АК3* устанавливается выдержка времени $t_{\text{з3}}$ при токе, соответствующем току КЗ в конце защищаемой линии *W2*. При приближении точки КЗ к источнику ток КЗ увеличивается, соответственно выдержка времени защиты *АК3* уменьшается в пределе до $t'_{\text{з3}}$. Выдерж-

ка времени защиты *АК2* устанавливается по току КЗ в начале линии *W2* или, что то же самое, по току КЗ в конце линии *W1*, т. е.

$$t_{з2} = t'_{з3} + \Delta t.$$

Аналогично

$$t_{з1} = t'_{з2} + \Delta t.$$

Ступень выдержки времени максимальных токовых защит с зависимой выдержкой времени принципиально должна быть больше ступени выдержки времени максимальных токовых защит с независимой

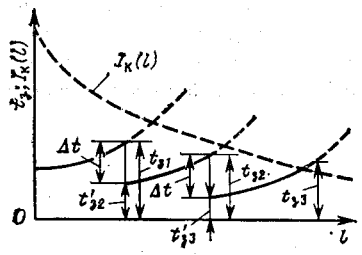


Рис. 11.5. Согласование выдержек времени максимальных токовых защит с зависимой выдержкой времени

выдержкой времени, что связано с большей погрешностью органа выдержки времени и наличием инерционной погрешности индукционных реле; таким образом,

$$\Delta t = t_2 - t_з = t_{уск2} + t_{замз} + t_{вз} + t_{зап} + t_{инерц}, \qquad (11.6)$$

где $t_{инерц}$ — инерционная погрешность реле.

Обычно $\Delta t = (0{,}34 \div 0{,}6) + 0{,}1 = 0{,}44 \div 0{,}7$ с.

Чувствительность защиты должна удовлетворять выражению (11.5).

По сравнению с максимальной токовой защитой с независимой выдержкой времени данная защита имеет меньшее количество реле и принципиально меньшие выдержки времени вблизи источников, однако защита более сложна в настройке.

11.5. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА НА ЛИНИЯХ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Токовая отсечка — защита, селективность действия которой обеспечивается соответствующим подбором тока срабатывания. В большинстве случаев отсечки выполняют без выдержек времени. Принципиальная схема такой защиты дана на рис. 11.6.

Токовая отсечка линии не должна работать при коротких замыканиях на смежной линии. Поэтому ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока внешнего для данной линии короткого замыкания, т. е. от максимального тока КЗ в начале смежных линий или, что то же самое, в конце защищаемой линии (рис. 11.7):

$$I_{с,з} = k_{отс} I_{к,вш max}, \qquad (11.7)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки; $I_{к,вш\ max}$ — максимальный ток внешнего КЗ в максимальном режиме работы системы.

Собственное время защиты, которое складывается из собственного времени токового и промежуточного реле, составляет в зависимости от типов промежуточных реле 0,03—0,06 с. Апериодическая составляющая тока КЗ к этому моменту времени существенно затухает, поэтому в формулу (11.7) в качестве $I_{к,вш\ max}$ подставляют действующее значение

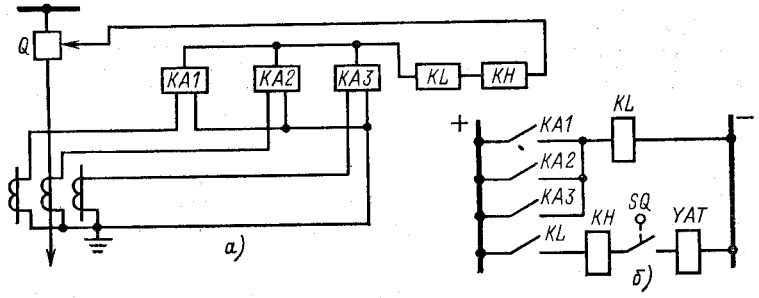


Рис. 11.6. Схема токовой отсечки на линии с односторонним питанием: *а* — принципиальная; *б* — развернутая

периодической составляющей тока внешнего короткого замыкания в начальный момент КЗ. При этом для защит с реле типа РТ-40 принимают $k_{отс} = 1{,}2 \div 1{,}3$, а для защит с реле типа РТ-80 $k_{отс} = 1{,}5$.

Зона действия токовой отсечки охватывает только часть линии и меняется в зависимости от режима системы (см. рис. 11.7). Поэтому токовую отсечку рекомендуется применять в том случае, если зона ее действия составляет не менее 20 % длины линии. Чем больше разница в значениях токов КЗ в начале и конце защищаемой линии, тем больше зона отсечки. Токовая отсечка эффективна на относительно протяженных линиях, а также на линиях с последовательно включенными сосредоточенными сопротивлениями (реакторы, трансформаторы).

Токовая отсечка является наиболее простой и надежной защитой.

Поэтому ее применение всегда желательно. Обычно токовую отсечку применяют совместно с максимальной токовой защитой, чем устраняют основной недостаток токовой защиты — большие выдержки времени защиты при отключении КЗ вблизи источников питания.

Когда необходимо быстрое отключение КЗ и в удаленных точках защищаемой линии, к комплекту токовой отсечки без выдержки времени добавляют комплект токовой отсечки с выдержкой времени, которая по току срабатывания ($I_{с,з1}$) и выдержке времени ($t_{з1}$) согласуется (см. рис. 11.7) с отсечкой мгновенного действия смежной линии ($I_{с,з2}$, $t_{з2}$):

$$I_{с,з1} = k_{отс} I_{с,з2} \text{ и } t_{з1} = t_{з2} + \Delta t,$$

где $k_{отс} = 1{,}1 \div 1{,}2$.

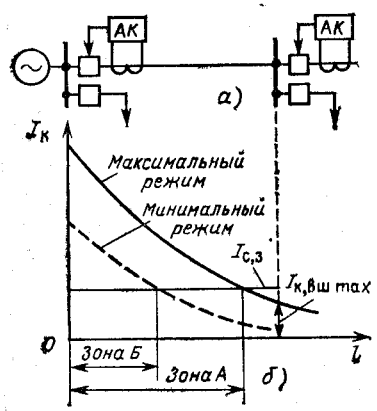


Рис. 11.7. Выбор тока срабатывания и определение зоны действия токовой отсечки:

а — поясняющая схема; *б* — графическое определение зоны действия

11.6. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Для линий с двусторонним питанием, а также для замкнутых электрических сетей не удается выполнить селективную максимальную токовую защиту. Так, для схемы, показанной на рис. 11.8, необходимо, чтобы соблюдались несовместимые условия: при КЗ в точке *К1* $t_з > t_2$, а при КЗ в точке *К2* $t_з < t_2$.

Селективность действия в этих случаях может обеспечить максимальная токовая направленная защита, отличающаяся от обычной максимальной токовой защиты наличием дополнительного органа направления мощности, который разрешает работать защите при направлении мощности от шин в линию. Так, при КЗ в точке *К1* приходят в действие защиты *АК1*, *АК2* и *АК4*, а при КЗ в точке *К2* — защиты *АК3*, *АК4* и *АК1*. Принципиальная и развернутая схемы защиты приведены на рис. 11.9.

Ток срабатывания реле тока в простейшем случае определяется по выражению

$$I_{с,р} = \frac{k_{отс}\, k_з\, k_{сх}\, I_{нг\,max}}{k_в\, K_I}, \qquad (11.8)$$

где $I_{нг\,max}$ — максимальный ток нагрузки защищаемой линии с учетом возможности размыкания сети или отключения одного источника питания.

В замкнутых электрических сетях токи срабатывания смежных защит, действующих в одном направлении, должны также согласовываться по чувствительности, возрастая при приближении к источнику питания.

Селективность действия защит обеспечивают органы выдержки времени. Выдержки времени подбираются по встречно-ступенчатому принципу, при котором вначале согласуются выдержки времени защит, действующих в одном направлении, а затем выдержки времени защит, действующих в другом направлении. При этом (см. рис. 11.8) должны соблюдаться условия: $t_3 = t_7 + \Delta t$ и $t_1 = t_3 + \Delta t$, если $t_6 < t_3$, а $t_2 = t_5 + \Delta t$ и $t_4 = t_2 + \Delta t$, если $t_6 < t_2$.

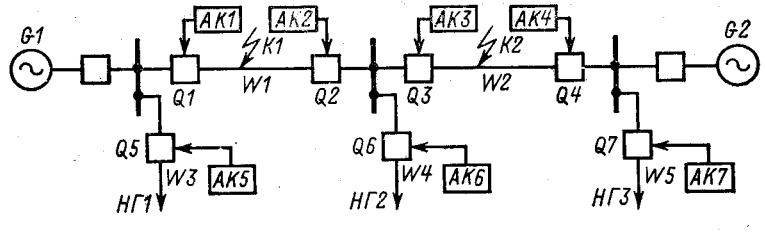


Рис. 11.8. Сеть с двусторонним питанием

Как видно, подбор выдержек времени производится в предположении, что органы направления мощности установлены с обеих сторон каждой линии с двусторонним питанием. Практически необходимое число органов направления мощности меньше. Так, если выдержки времени защит по концам конкретной линии одинаковы, то органы направления мощности на этой линии не нужны; если же выдержки времени

различны, то орган направления мощности необходим только для защиты с меньшей выдержкой времени. Далее, если выдержки времени двух соседних защит (например, *АК2* и *АК3* на рис. 11.8) отличаются

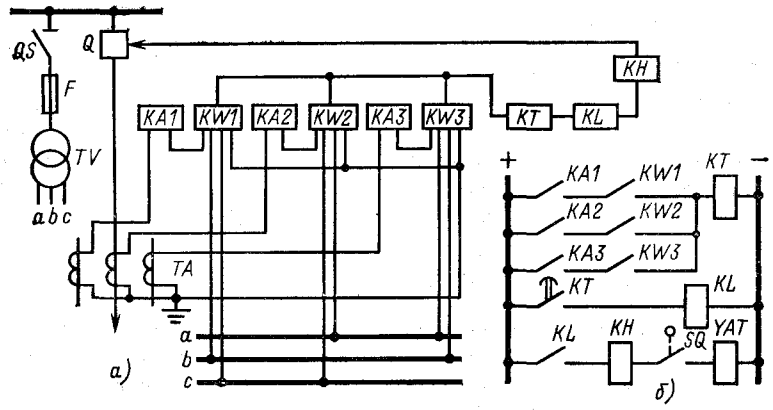


Рис. 11.9. Схема максимальной токовой направленной защиты:
а — принципиальная; *б* — развернутая

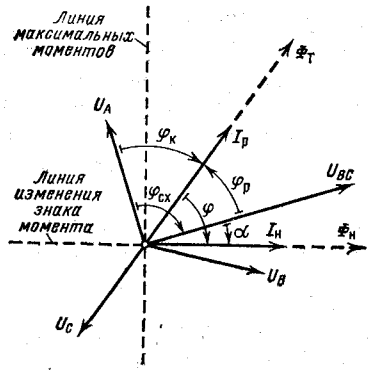


Рис. 11.10. Векторная диаграмма реле направления мощности, включенного по 90-градусной схеме

более чем на Δt, то орган направления мощности необходимо установить только у защиты с меньшей выдержкой времени. Описанный метод подбора выдержек времени и мест установки реле направления мощности обеспечивает селективность действия защит.

Наличие в защите реле направления мощности приводит к появлению специфических особенностей защиты. Реле направления мощности

работает практически мгновенно. Электромагнитный момент, действующий на подвижную систему реле, зависит от тока в токовой обмотке, напряжения, подведенного к обмотке напряжения, и угла сдвига между создаваемыми ими потоками (рис. 11.10):

$$M_{эм} = k\Phi_н \Phi_т \sin \hat{\Phi}_н \Phi_т = k\Phi_н \Phi_т \sin \psi = k_1 U_р I_р \sin(\alpha - \varphi_р), \quad (11.9)$$

где k и k_1 — коэффициенты; $\Phi_н$ — поток, создаваемый обмоткой напряжения с током $I_н$; $\Phi_т$ — поток, создаваемый токовой обмоткой с током $I_т = I_р$; $U_р$ — напряжение, подведенное к обмотке напряжения; $I_р$ — ток токовой обмотки; α — внутренний угол реле, определяемый соотношением индуктивного и активного сопротивлений обмотки напряжения;

$$\varphi_р = \varphi_{сх} - \varphi_к;$$

$\varphi_{сх}$ — угол, определяемый схемой включения реле, т. е. угол между векторами напряжения $U_р$ и соответствующего фазного напряжения; $\varphi_к$ — угол между векторами фазного напряжения и соответствующего фазного тока при КЗ.

Реле направления мощности может отказать в действии, если $U_р$ снижается настолько, что мощность, подводимая к реле, меньше мощности срабатывания реле $S_{ср}$. Такие условия имеют место при трехфазном КЗ вблизи места установки защиты, когда $U_р \approx 0$ (мертвая зона). Длина мертвой зоны тем больше, чем меньше чувствительность реле (чем больше $S_{ср}$). Реле может отказать в действии также в случае, если мал угол $\varphi = \alpha - \varphi_р$. Угол $\varphi_к$ в зависимости от условий КЗ может меняться от 0 до 90°. При этом надежная работа реле направления мощности может быть обеспечена выбором определенной схемы его включения. В большинстве случаев предпочтение отдается 90-градусной схеме включения, при которой к реле фазы A подводят ток I_A и напряжение U_{BC}, к реле фазы B — ток I_B и напряжение U_{CA}, а к реле фазы C — ток I_C и напряжение U_{AB}.

В остальном защита подобна максимальной токовой защите с независимой выдержкой времени и имеет наибольшую выдержку времени при отключении КЗ вблизи источников питания. В замкнутых электрических сетях с несколькими источниками питания иногда не удается обеспечить селективность действия максимальной токовой направленной защиты. В таких случаях используют более совершенные дистанционные защиты.

11.7. ТОКОВЫЕ ОТСЕЧКИ НА ЛИНИЯХ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Недостаток максимальных токовых направленных защит в отношении замедленного отключения КЗ вблизи источников питания может быть устранен с помощью токовых отсечек. Принципиальная схема защиты аналогична схеме, приведенной на рис. 11.6. Выбор параметров токовых отсечек на линиях с двусторонним питанием имеет некоторые особенности.

Рассмотрим схему, приведенную на рис. 11.11. Ток срабатывания защит, установленных вблизи шин *А* и *Б*, находят по выражению (11.7), исходя из токов КЗ соответственно в точках *К1* и *К2*. Однако при таком выборе токов срабатывания одна из защит может работать неселективно. Действительно, если, как это показано на рис. 11.11, ток $I_{к,Б}$ при КЗ в точке *К2* больше, чем $I_{с.з.АК1}$, то защита *АК1* будет неселективно работать при КЗ на отходящих от шин *А* радиальных (тупиковых) линиях (точка *К3*). Для обеспечения селективности действия защит необходимо токи срабатывания обеих защит (*АК1* и *АК2*) принять одинаковыми и равными большему расчетному значению $I_{с.з.АК2}$ (при этом зона защиты *АК1* может существенно уменьшиться) либо защиту *АК1* дополнить органом направления мощности.

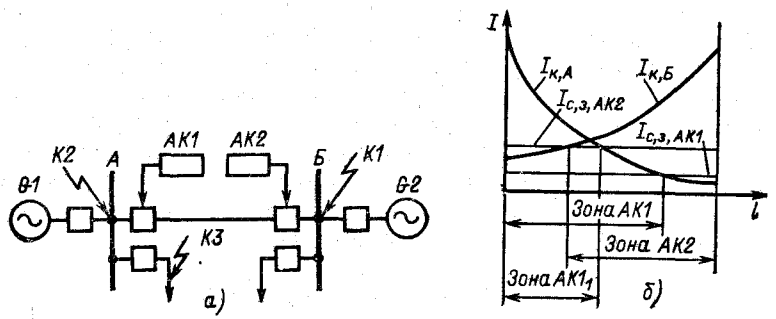


Рис. 11.11. Токовые отсечки на линии с двусторонним питанием:
а — поясняющая схема; *б* — определение зон действия

11.8. ЗАЩИТА ОТ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ЗАЗЕМЛЕННЫМИ НЕЙТРАЛЯМИ

При замыкании на землю в сети с эффективно-заземленными или глухозаземленными нейтралями появляется система токов нулевой последовательности. Это обстоятельство используют для выполнения защит от замыканий на землю. Принципиальная схема защиты, включенной на фильтр токов нулевой последовательности, приведена на рис. 11.12.

В нормальном нагрузочном режиме ток в реле равен

$$I_р = I_a + I_b + I_c = \frac{(I_A - I_{Aμ})}{K_I} + \frac{(I_B - I_{Bμ})}{K_I} + \frac{(I_C - I_{Cμ})}{K_I} =$$

$$= \frac{(I_A + I_B + I_C)}{K_I} - \frac{(I_{Aμ} + I_{Bμ} + I_{Cμ})}{K_I} = \frac{3I_0}{K_I} - I_{нб}, \quad (11.10)$$

где I_A, I_B, I_C — первичные токи фаз; I_a, I_b, I_c — вторичные токи фаз; $I_{Aμ}$, $I_{Bμ}$, $I_{Cμ}$ — токи намагничивания трансформаторов тока различных фаз; I_0 — ток нулевой последовательности в первичной цепи; $I_{нб}$ — ток небаланса во вторичной цепи.

Ток небаланса в основном состоит из токов небаланса первой и третьей гармоник:

$$I_{нб} \approx \sqrt{I^2_{нб1} + I^2_{нб3}}. \quad (11.11)$$

Трансформаторы тока для релейной защиты подбирают по кривым предельной кратности K_{10} при полной погрешности трансформатора тока ε=10 %, которые дают зависимость допустимой нагрузки вторичной обмотки $Z_{доп}$ от предельной кратности первичного тока $K_{10}=I_1/I_{1ном}$ при условии, что полная погрешность ε трансформаторов тока не превышает 10 %. При погрешности в 10 % трансформатор тока работает в начале насыщенной части кривой намагничивания. Погрешность трансформатора тока тем выше, чем больше первичный ток.

Обычно трансформаторы тока фильтра нулевой последовательности при коротких замыканиях работают в ненасыщенной части характеристики. При этом токи третьей гармоники малы и, следовательно, током небаланса третьей гармоники можно пренебречь. Тогда

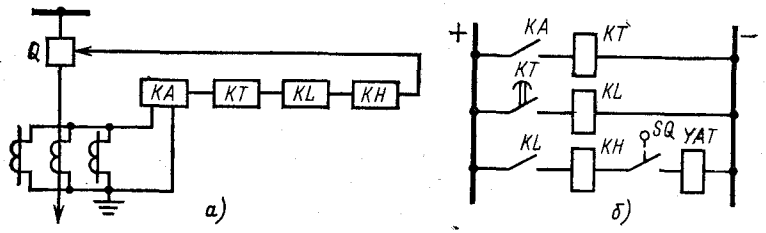


Рис. 11.12. Схема защиты от замыканий на землю:
а — принципиальная; *б* — развернутая

$$I_{нбmax} \approx I_{нб1} = k_{одн}\,\varepsilon I^{(3)}_{кmax}, \qquad (11.12)$$

где $k_{одн}$ — коэффициент однотипности характеристик трансформаторов тока фильтра; обычно $k_{одн}=0{,}5 \div 1$; ε — погрешность трансформаторов тока; $I^{(3)}_{кmax}$ — максимальное расчетное значение тока трехфазного КЗ в начале смежного участка (линии).

Ток срабатывания реле оценивается по двум условиям:

$$I_{с,р} > I_{нбmax};$$
$$I_{с,р} < 3I_{0min}/K_I,$$

где $3I_{0\,min}$ — минимальное значение суммы токов нулевой последовательности при коротком замыкании в конце смежного участка.

Определяющим является первое условие; при этом

$$I_{с,р} = k_{отс}\, I_{нбmax}, \qquad (11.13)$$

где $k_{отс}=1{,}3 \div 1{,}5$.

Чувствительность защиты проверяется по выражению

$$k_ч = \frac{3I_{0min}}{I_{с,з}} \geqslant 1{,}5.$$

Выдержки времени защит выбирают по ступенчатому принципу, увеличивая их по мере приближения к источнику токов нулевой последовательности (нейтраль трансформатора).

Рассмотренная защита не реагирует на короткие замыкания за трансформаторами с соединением обмоток Y_0/Δ. Поэтому выдержки времени защит от замыканий на землю принципиально меньше выдержек времени максимальных токовых защит тех же элементов сети.

Когда в сети имеется несколько трансформаторов с заземленными нейтралями, установленных на различных подстанциях, защита от замыканий на землю выполняется направленной. Для быстрого отключения замыканий на землю применяются токовые отсечки нулевой последовательности.

На линиях высокого и сверхвысокого напряжений кроме перечисленных выше типов защит достаточно широко используют дистанционные, а также направленные защиты с высокочастотной блокировкой и высокочастотные дифференциально-фазные защиты. Эти защиты здесь не рассматриваются.

Б. ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРОВ

11.9. ПОВРЕЖДЕНИЯ И АНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ГЕНЕРАТОРОВ

В генераторах могут возникнуть следующие повреждения:

а) междуфазные короткие замыкания, вызывающие повреждения обмоток и, реже, стали магнитопровода статора;

б) замыкания между витками одной фазы (обычно они переходят в междуфазные замыкания или в замыкания на землю);

в) замыкания одной фазы на корпус (землю), при которых ток замыкается через сталь магнитопровода. Исследования показали, что при токах более 5 А возникают опасные выжигания (выплавления) стали статора, требующие капитального ремонта генератора с перешихтовкой магнитопровода. Поэтому принято, что при токах более 5 А защита должна действовать на отключение генератора, а при токах менее 5 А — на сигнал;

г) двойные замыкания на корпус (землю) в цепи ротора, вызывающие перегрев ротора, горение изоляции, а также вибрацию генератора (особенно у явнополюсных машин) вследствие возникающей несимметрии магнитного потока ротора. Двойному замыканию на корпус предшествует замыкание на корпус в одной точке. Поэтому на гидрогенераторах и крупных синхронных компенсаторах устанавливают защиту, сигнализирующую о появлении замыкания в одной точке. После появления сигнала машину останавливают для отыскания и устранения повреждения. На турбогенераторах устанавливают защиту от двойных замыканий на корпус. Дежурный персонал включает эту защиту при появлении (обнаружении) замыкания на корпус в одной точке.

К анормальным режимам генераторов относят:

а) сверхтоки (токи, превышающие номинальный ток генераторов) при внешних КЗ. Нормально внешние КЗ должны отключаться защитами поврежденных элементов, однако на случай отказа этих защит генератор должен иметь собственную резервную защиту;

б) перегрузки по току, возникающие при отключении части параллельно работающих генераторов, изменении схемы сети, подключении новых узлов нагрузки, самозапуске двигателей, форсировке возбуждения генераторов, потере возбуждения и т. п. Для всех генераторов допускаются нормальные длительные перегрузки по току статора не более 5 % при снижении напряжения статора не более чем на 5 %. Аварийные перегрузки лимитируются заводом-изготовителем отдельно для каждого типа генератора. Для генераторов с непосредственным

(форсированным) охлаждением допускаются меньшие перегрузки, чем для генераторов с косвенным охлаждением (табл. 11.1).

Данные табл. 11.1 показывают, что для генераторов допустимы продолжительные перегрузки в 20—30 % как по току статора, так и по току ротора.

Очевидно, что при таких перегрузках генераторы не должны отключаться от сети;

в) несимметрию токов статора, возникающую при несимметричных коротких замыканиях в сети и при неполнофазных режимах (обрывах фазы). Появляющиеся при несимметрии токи обратной последовательности создают магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной синхронной скоростью, следствием чего может быть повышенный нагрев и вибрация ротора, а также повышенный нагрев обмотки возбуждения.

Таблица 11.1

Допустимые значения и длительности аварийных перегрузок генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным поверхностным охлаждением по току статора и току ротора		Допустимые значения и длительности аварийных перегрузок турбогенераторов типов ТВФ, ТВВ, ТГВ (с непосредственным охлаждением)							
		по току статора				по току ротора			
			$t_{п}$, мин				$t_{п}$, мин		
$I/I_{ном}$ и $I_f/I_{fном}$	$t_{п}$, мин	$I/I_{ном}$	ТВФ	ТВВ	ТГВ	$I_f/I_{fном}$	ТВФ	ТВВ	ТГВ
1,1	60	1,1	60	60	10	1,06	60	60	10
1,15	15	1,15	15	15	6	1,2	4	4	4
1,2	6	1,2	6	6	4	1,5	—	1	1
1,25	5	1,25	5	5	3	1,7	1	—	—
1,3	4	1,3	4	4	2	2	0,5	0,33	0,33
1,4	3	1,4	3	2	—	—	—	—	—
1,5	2	1,5	2	1	1	—	—	—	—
2	1	2	1	—	—	—	—	—	—

Как было отмечено ранее (см. гл. 4), длительная работа турбогенераторов допустима при несимметрии $I_2/I_{г,ном}$ не более 5 %, а гидрогенераторов и синхронных компенсаторов при несимметрии не более 10 %. Допустимость работы при большей несимметрии проверяется по выражению

$$t_{доп} = \frac{A}{I_2^{*2}}, \qquad (11.14)$$

где $t_{доп}$ — допустимая продолжительность несимметричного режима, с; $I_2 = I_2/I_{г,ном}$ — допустимый ток обратной последовательности, отн. ед.; A — коэффициент, учитывающий конструкцию генератора (указывается заводом-поставщиком); для гидрогенераторов $A=40$; для турбогенераторов: типа ТВ-2 $A=24$, типа ТВФ $A=15$, типа ТГВ-300 $A=8{,}5$, типа ТГВ-500 $A=5$;

г) повышения напряжения, возникающие при резких сбросах нагрузки, когда частота вращения машины возрастает при практически неизменном напряжении на обмотке возбуждения. У турбогенераторов имеются автоматы безопасности, полностью прекращающие впуск пара в турбину при увеличении частоты вращения агрегата на 10 %. У гидрогенераторов регуляторы скорости не могут обеспечить быстрое закрытие направляющих аппаратов, поэтому при резком сбросе нагрузки частота вращения гидрогенератора может возрасти на 40—60 %, а напряжение — на 30—50 %. У турбогенераторов повышение напряжения ликвидируется системами автоматического регулирования скорости (АРС) и автоматического регулирования возбуждения (АРВ); на гидрогенераторах дополнительно устанавливается специальная релейная защита от повышения напряжения.

11.10. ПРОДОЛЬНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Основной защитой от междуфазных коротких замыканий генераторов является продольная дифференциальная защита, схема которой дана на рис. 11.13.

Реле тока включаются на разность токов трансформаторов тока *TAI* и *TAII*, установленных со стороны основных выводов генератора и со стороны нейтрали. При этом зона защиты находится между двумя комплектами трансформаторов тока; для ее увеличения один комплект трансформаторов тока устанавливается возможно ближе к выключателю. Защита действует на отключение генератора и автомата гашения поля (АГП), а также на остановку турбины.

При внешнем КЗ ток в первичных обмотках трансформаторов тока *TAI* и *TAII* одинаков, а ток в реле равен разности вторичных токов этих трансформаторов тока, т. е. току небаланса. При внутренних КЗ токи в первичных обмотках трансформаторов тока *TAI* и *TAII* различны; при этом ток в реле равен сумме вторичных токов трансформаторов тока. Защита не должна действовать при внешних КЗ, поэтому ее ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з} > I_{нбmax}.$$

Значение тока небаланса зависит от идентичности характеристик

трансформаторов тока, сопротивлений плеч защиты, а также от токов в первичных обмотках трансформаторов тока (увеличивается с их увеличением).

Практически ток срабатывания защиты находится по выражению

$$I_{с,з} = k_{отс} k_а I_{нбmax} = k_{отс} k_а k_{одн} \varepsilon I^{(3)}_{кmax}, \qquad (11.15)$$

где $k_{отс}=1{,}2$ — коэффициент отстройки; $k_а$ — коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ; $k_{одн}=0{,}5\div1$ — коэффициент однотипности характеристик трансформаторов тока; ε — погрешность трансформаторов тока; $I^{(3)}_{кmax}$ — наибольшее начальное действующее значение тока трехфазного КЗ генератора при КЗ на его выводах.

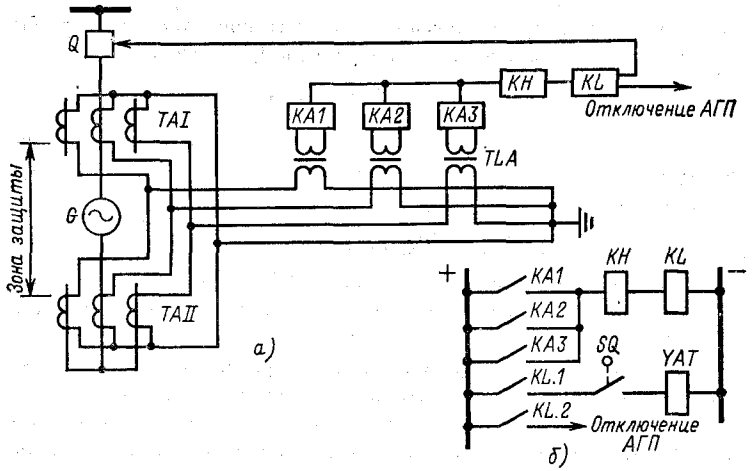


Рис. 11.13. Схема продольной дифференциальной защиты генератора: *а* — принципиальная; *б* — развернутая

Дифференциальная защита является быстродействующей защитой, работающей без выдержки времени; селективность ее действия обеспечивается самой схемой защиты. Для повышения чувствительности защиты реле тока включают через быстронасыщающиеся трансформаторы тока (БНТ), практически запирающие защиту, если в токе КЗ есть значительная апериодическая составляющая. При этом можно принять $k_а=1$. Наличие в схеме БНТ позволяет эффективно отстроиться от бросков тока небаланса при внешних КЗ, но приводит к увеличению

на 1—1,5 периода времени действия защиты при внутренних КЗ. Промышленность поставляет реле типа РНТ, состоящие из быстронасыщающегося трансформатора с дифференциальной, выравнивающими, короткозамкнутой и вторичной обмотками и токового реле мгновенного действия. Выравнивающие обмотки позволяют скомпенсировать неравенство токов в плечах дифференциальной защиты.

Защита, ток срабатывания которой определен по (11.15), может ложно работать при обрывах проводов в ее плечах, так как при этом в реле одной фазы появляется ток, соответствующий току нагрузки генератора. Если признано целесообразным отстроиться от режима обрыва вторичных цепей, то ток срабатывания защиты, выполненной с использованием реле РТ-40, определяют по выражению

$$I_{с,з} = 1{,}3 I_{г,ном}. \qquad (11.16)$$

Естественно, что чувствительность защиты при этом существенно уменьшается. При использовании в защите реле РНТ-565

$$I_{с,з} = (0{,}5\div0{,}6)\, I_{г,ном}.$$

Чувствительность защиты проверяют по току двухфазного КЗ на выводах отключенного от сети генератора. Согласно ПУЭ необходимо, чтобы

$$k_ч = I^{(2)}_{кmin}/I_{с,з} \geqslant 2.$$

При выборе тока срабатывания по (11.16) защита дополняется токовым реле, срабатывающим в случае обрыва проводов и действующим на сигнал.

Следует отметить, что продольная дифференциальная защита генератора не действует при замыканиях между витками одной и той же фазы, а также при трехфазных КЗ вблизи нейтрали генератора (мертвая зона). Однако в практике эксплуатации не наблюдалось повреждений изоляции вблизи нейтрали генераторов, что, по-видимому, объясняется незначительными рабочими потенциалами в этой части обмотки. Из-за этого в отечественной практике не идут на увеличение чувствительности дифференциальной защиты с целью сокращения мертвой зоны.

11.11. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ МЕЖДУ ВИТКАМИ ОДНОЙ ФАЗЫ

Такая защита устанавливается на мощных генераторах, у которых обмотка статора имеет две параллельные ветви. Распространение получила схема защиты, приведенная на рис. 11.14.

Реле тока *KA* защиты подключено через фильтр токов основной частоты к трансформатору тока, установленному на перемычке между нейтралями двух параллельных ветвей статорной обмотки. В нормальном режиме и при внешних КЗ в перемычке имеются только токи гармоник, кратных трем, обусловленные несинусоидальностью формы индукции в воздушном зазоре машины и несимметрией фазных токов КЗ. Фильтр *KAZ* не пропускает эти токи в цепь защиты. Витковые замыкания сопровождаются появлением в контуре поврежденной фазы (рис. 11.14) уравнительных ЭДС $E_{ур}$ и тока $I_{ур}$ основной частоты, а в реле тока $I_р = I_{ур}/K_I$.

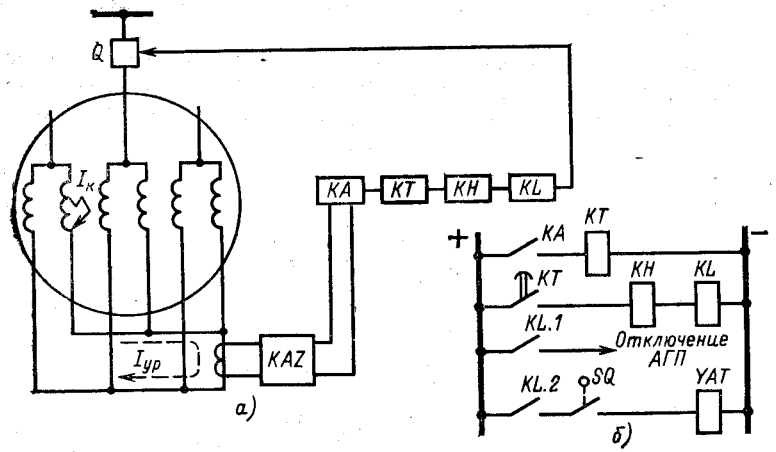


Рис. 11.14. Схема поперечной дифференциальной защиты генератора: *а* — принципиальная; *б* — развернутая

Если $I_{ур} > I_{с.з}$, то защита срабатывает. Чем меньше число замкнувшихся витков, тем меньше уравнительный ток. Защита, следовательно, имеет мертвую зону. Ток срабатывания реле отстраивается от максимального тока небаланса при внешних КЗ. Практически берут $I_{с.з} \approx (0{,}2 \div 0{,}4) I_{г.ном}$.

Защита может ложно работать при двойных замыканиях на землю в цепи ротора, когда нарушается магнитная симметрия параллельных ветвей статорной обмотки. Для исключения ложной работы защиты при неустойчивых двойных замыканиях в цепи ротора в защиту вводится реле времени *KT* с выдержкой $t_з = 0{,}5 \div 1$ с. Трансформатор

тока в перемычке между нейтралями параллельных ветвей должен быть динамически стоек при максимальных токах в перемычке. Его коэффициент трансформации обычно выбирается равным $K_I = 0{,}25 I_{г.ном}/5$.

11.12. ЗАЩИТА ОТ СВЕРХТОКОВ ВНЕШНИХ КЗ И ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Схема комбинированной защиты от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки приведена на рис. 11.15.

При симметричных КЗ увеличивается ток генератора и уменьшается его напряжение, в то время как при перегрузках увеличивается только ток при практически неизменном напряжении. Это обстоятельство используется при выполнении защит от симметричных КЗ и от перегрузки.

Защита от сверхтоков симметричных КЗ осуществляется с помощью реле *KA2*, *KV*, *KL1*, *KT2*, *KH* и *KL2*. При возникновении короткого замыкания одновременно срабатывают реле тока *KA2* и минимальное реле напряжения *KV*; при этом через контакты промежуточного реле *KL1* образуется цепь на реле времени *KT2*, обеспечивающее селективность действия защиты. Защита действует на отключение выключателя *Q* генератора и на АГП.

Напряжение срабатывания защиты равно

$$U_{с.з} = \frac{U_{рабmin}}{k_{отс}\, k_в} \approx (0{,}5 \div 0{,}6)\, U_{г.ном},$$

а ток срабатывания реле *KA2* находят по выражению

$$I_{с.р} = \frac{k_{отс}\, k_{сх}\, I_{г.ном}}{k_в\, K_I}, \qquad (11.17)$$

где $k_{отс} = 1{,}1 \div 1{,}15$.

Выдержка времени реле *KT2* принимается равной

$$t_2 = t_{присmax} + \Delta t, \qquad (11.18)$$

где $t_{прис\ max}$ — наибольшая выдержка времени защит на присоединениях к шинам генератора.

Защита может неправильно сработать при обрыве цепей напряжения реле *KV* во время перегрузки генератора. Во избежание этого защита имеет сигнализацию о нарушении цепей напряжения реле *KV*. Она осуществляется с помощью второго контакта реле *KL1*.

Симметричная перегрузка генератора контролируется реле *KA1*. Сигнал о перегрузке дается с выдержкой времени t_1, создаваемой реле *KT1*:

$$t_1 = t_{м.т.з} + \Delta t = t_2 + \Delta t, \qquad (11.19)$$

где $t_{м,т,з}$ — выдержка времени максимальной токовой защиты от сверхтоков внешних КЗ.

Ток срабатывания реле *KA1* определяется по выражению (11.17), где для повышения чувствительности защиты берется $k_{отс}=1{,}05$.

Защита от сверхтоков несимметричных КЗ осуществляется фильтровой защитой обратной (отрицательной) последовательности. Фильтровая защита обычно состоит из двух комплектов реле, первый из которых (реле *KA3*, *KT2*, *KH* и *KL2*) действует на отключение генератора и АГП, а второй (реле *KA4* и *KT3*) — на сигнал с выдержкой времени. Пусковые органы обоих комплектов (реле *KA3* и *KA4*) включены на фильтр токов обратной последовательности *ZA2* и, следовательно, не реагируют на симметричные КЗ и перегрузки. Первый комплект обеспечивает отключение генератора при внешних несимметричных КЗ, второй (чувствительный комплект) — сигнализирует о перегрузке генератора токами обратной последовательности.

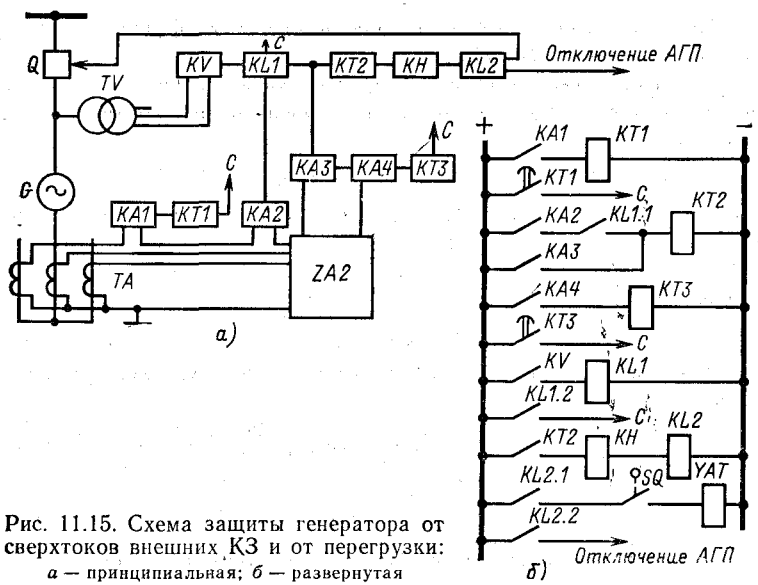


Рис. 11.15. Схема защиты генератора от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки:
а — принципиальная; *б* — развернутая

Ток срабатывания реле *KA3* выбирают с учетом времени $t_{доп}$, допустимого для генератора по условию нагрева током обратной последовательности и согласуют по чувствительности с защитами смежных

элементов (трансформатора связи, отходящих линий); соответственно ток срабатывания защиты должен удовлетворять двум условиям:

$$I_{с,з} \leqslant \sqrt{\frac{A}{t_{доп}}}\, I_{г,ном}, \qquad (11.20)$$

$$I_{с,з} \geqslant k_{отс}\, I_{2расч}, \qquad (11.21)$$

где $I_{2расч}$ — расчетный ток обратной последовательности генератора в условиях КЗ, когда защиты смежных элементов находятся на границе срабатывания; $k_{отс}=1{,}1$.

При этом необходимо, чтобы обеспечивался коэффициент чувствительности $k_ч=I_{2min}/I_{с,з}=1{,}2$.

Выдержка времени реле *KT2* должна удовлетворять двум условиям: должна быть больше выдержек времени защит смежных элементов, т. е.

$$t_2 = t_{присmax} + \Delta t, \qquad (11.22)$$

где $t_{прис\,max}$ — максимальная выдержка времени защит и должна быть меньше допустимого для генератора по условиям нагрева времени воздействия токов обратной последовательности при двухфазном КЗ на выводах генератора, т. е.

$$t_2 \leqslant t_{доп}. \qquad (11.23)$$

Ток срабатывания второго комплекта должен удовлетворять условиям:

$$I_{с,з} \geqslant I_{нб} \qquad (11.24)$$

и

$$I_{с,з} \leqslant I_{2доп}, \qquad (11.25)$$

где $I_{нб}$ — ток небаланса фильтра тока обратной последовательности.

Практически принимают $I_{с,з}=(0{,}1 \div 0{,}12)\, I_{г,ном}$.

Выдержку времени реле *KT3* принимают равной

$$t_3 = t_2 + \Delta t. \qquad (11.26)$$

11.13. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Защита выполняется с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности кабельного (ТПН) или шинного (ТНПШ) типа, сердечники которых охватывают все три фазы; трансформаторы устанавливают между генератором и его выключателем. Ток нулевой последовательности в первичной обмотке трансформатора нулевой после-

довательности зависит от месторасположения точки замыкания на землю. При замыканиях во внешней сети (например, в точке *К1* на рис. 11.16) через трансформатор нулевой последовательности проходит емкостный ток генератора $I_{C,г}$, а при замыкании на выводах генератора (в точке *К2*) — разность между полным емкостным током сети генераторного напряжения и емкостным током генератора, т. е.

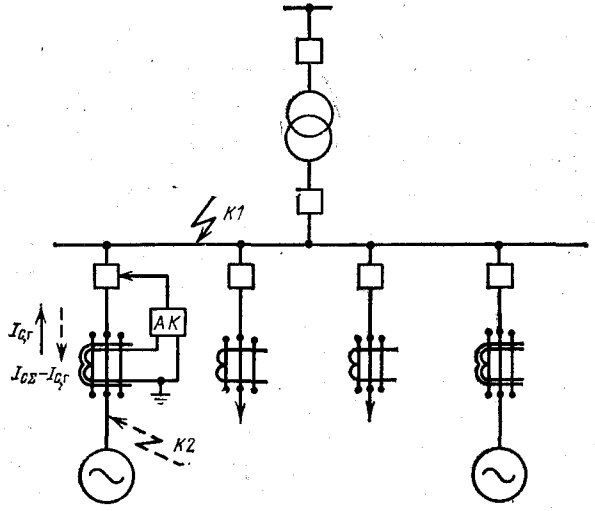


Рис. 11.16. Емкостные токи в трансформаторе нулевой последовательности генератора при замыканиях на землю в различных точках

$$I = I_{C\Sigma} - I_{C,г},$$

причем

$$I_{C\Sigma} = 3U_{ф}\,\omega C_{\Sigma}$$

и

$$I_{C,г} = 3U_{ф}\,\omega C_{г},$$

где C_{Σ} — емкость фазы сети генераторного напряжения; $C_{г}$ — емкость фазы статорной обмотки генератора.

В случаях разветвленной кабельной сети $I_{C\Sigma} \gg I_{C,г}$. При этом условии удается выполнить эффективную защиту генератора от замыканий на землю, которая не действует при внешних замыканиях на землю и при внешних междуфазных КЗ и в то же время достаточно чувствительна к замыканиям в генераторе.

Схема защиты дана на рис. 11.17. Защита состоит из двух комплектов — более чувствительного (реле *КА2*, *KL1*, *КТ*, *КН2* и *KL2*) и менее чувствительного (реле *КА1*, *КН1* и *KL2*). Более чувствительный комплект работает при замыканиях в генераторе; при внешних же КЗ он выводится из действия защитой генератора от сверхтоков.

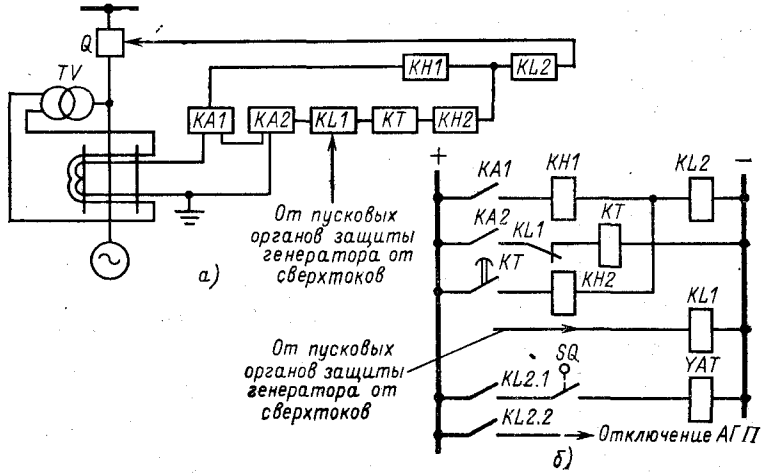


Рис. 11.17. Схема защиты генератора от замыканий на землю:
а — принципиальная; *б* — развернутая

Ток срабатывания защиты отстраивают от тока, возникающего при замыкании на землю в одной точке внешней сети и одновременном замыкании между другими фазами в другой точке внешней сети, т. е.

$$I_{с,з} = \frac{1}{k_{в}}\left(k'_{отс}\,I_{C,г} + k''_{отс}\,I_{нб,расч}\right),$$

где $k''_{отс} = 2 \div 3$ при наличии у защиты выдержки времени $t = 0{,}5 \div 1$ с; $k''_{отс} = 1{,}3 \div 1{,}5$; $I_{нб,расч}$ — ток небаланса трансформатора нулевой последовательности (отнесенный к первичной цепи) при расчетном токе нагрузки генератора, имеющем место в момент отключения двухфазного КЗ, когда с защиты снимается блокировка на реле *KL1*.

За расчетный ток генератора может быть принят ток возврата защиты от сверхтоков. Наличие на реле *КТ* выдержки времени $t = 0{,}5 \div 1$ с позволяет не отстраивать защиту от бросков емкостного тока генера-

тора в переходном процессе, возникающем при замыкании на землю во внешней сети. Чувствительность защиты при этом повышается.

Менее чувствительный комплект отстраивают от бросков емкостного тока в переходном процессе при внешнем КЗ с учетом наибольшего расчетного тока небаланса трансформатора нулевой последовательности. За расчетный вид повреждения принимают одновременное однофазное замыкание на землю в одной точке внешней сети и двухфазное КЗ в другой точке внешней сети. При этом

$$I_{с,з} \geqslant k'_{отс} I_{С,г} + k''_{отс} I_{нб max},$$

где $I_{нб\ max}$ — максимальный ток небаланса при внешних КЗ.

Практически принимают $I_{с,з} \approx 100$ А.

Следует отметить, что защита генератора от замыканий на землю имеет мертвую зону вблизи нейтрали генератора. Это объясняется тем, что ток замыкания пропорционален доле замкнувшихся витков.

В. ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

11.14. ПОВРЕЖДЕНИЯ И АНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В трансформаторах могут иметь место следующие повреждения:

а) междуфазные КЗ внутри бака и на вводах;

б) замыкания между витками одной фазы (витковые замыкания);

в) замыкания на землю обмоток;

г) перекрытие изоляции вводов;

д) утечка масла из бака.

Аварийная статистика показывает, что наиболее часто происходят витковые замыкания и короткие замыкания на вводах.

К анормальным режимам трансформаторов относят:

а) работу со сверхтоками при внешних КЗ и при качаниях в энергосистеме;

б) перегрузки, вызванные самозапуском двигателей, подключением дополнительной нагрузки при работе устройств автоматического включения резерва, а также толчкообразной и ударной нагрузками;

в) повышение напряжения на выводах. Оно вызывает возрастание намагничивающего и вихревых токов трансформатора. Следствием такого режима может быть перегрев обмоток и сердечника трансформатора, повреждение изоляции и «пожар железа» сердечника. Повышения напряжения могут возникнуть, например, в сетях напряжением 330—750 кВ при одностороннем отключении длинных электрических линий, обладающих значительной распределенной емкостью.

11.15. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Дифференциальная защита является основной защитой мощных силовых трансформаторов от внутренних повреждений. Она работает при коротких замыканиях внутри зоны, ограниченной двумя комплектами трансформаторов тока, и не имеет выдержки времени. Защита может выполняться как дифференциальная отсечка или как дифференциальная защита. В последнем случае она выполняется с быстронасыщающимися трансформаторами *TLA* или с реле с торможением. Защита с быстронасыщающимися трансформаторами получила наибольшее распространение из-за повышенной чувствительности при достаточном быстродействии.

Схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора с соединением обмоток Y_0/Δ показана на рис. 11.18.

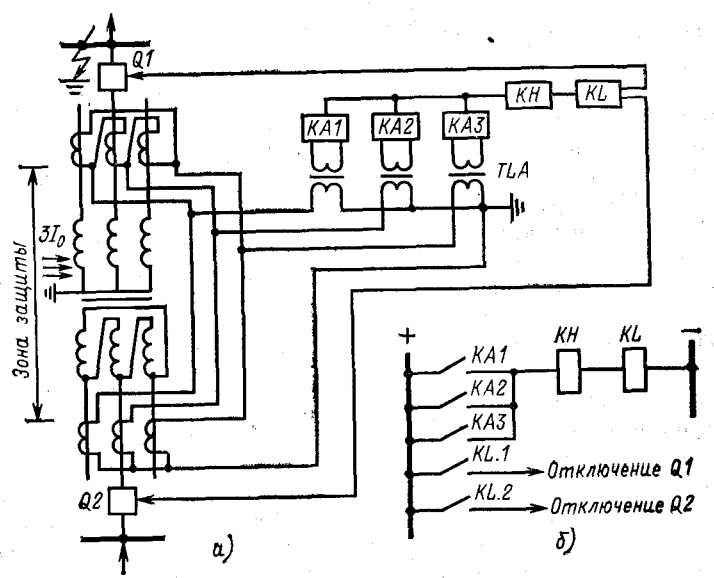


Рис. 11.18. Схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора:

а — принципиальная; *б* — развернутая

Дифференциальная защита трансформаторов имеет некоторые особенности по сравнению с дифференциальной защитой генераторов. Это обусловлено рядом причин: токи на сторонах высшего и низшего напряжений трансформатора различны как по значению, так и по фазе (сдвиг фазы зависит от схемы и группы соединения трансформатора); включения и отключения трансформатора сопровождаются значительными бросками намагничивающего тока с большой, медленно затухающей апериодической составляющей; комплекты трансформаторов тока находятся на значительном удалении друг от друга и от места установки защиты (от панели релейной защиты).

Обычно обмотки силовых трансформаторов соединены по схеме Y_0/Δ. При этом компенсация углового сдвига между вторичными токами трансформаторов тока, установленных с разных сторон силового трансформатора, обеспечивается соответствующей схемой соединения вторичных обмоток трансформаторов тока: у трансформаторов тока, расположенных со стороны звезды силового трансформатора, вторичные обмотки соединяют в треугольник, а со стороны треугольника — в звезду. Соединение в треугольник одного комплекта трансформаторов тока (рис. 11.18) позволяет, кроме того, исключить возможность ложной работы защиты при внешних коротких замыканиях на землю. Схема соединений трансформаторов тока в треугольник должна в точности соответствовать схеме соединения в треугольник обмоток низшего напряжения силового трансформатора, а схема соединения трансформаторов тока в звезду должна быть такой же, как и обмотки высшего напряжения трансформатора.

Многие силовые трансформаторы имеют ответвления для регулирования коэффициента трансформации в отключенном положении в пределах ± 5 или $\pm 2\times 2{,}5$ %. У трансформаторов со специальными устройствами РПН (регулирование под нагрузкой) возможно изменение коэффициента трансформации в пределах $\Delta n_т = \pm 9 \div 16$ %. Естественно, что защита не должна работать не только при внешних КЗ, но и при регулировании коэффициента трансформации силового трансформатора, поэтому ток срабатывания защиты отстраивают от максимального тока небаланса при внешних КЗ с учетом возможности изменения коэффициента трансформации силового трансформатора:

$$I_{с,з} > I_{нб,т,т} + I_{нб,рег} =$$

$$= k_{одн}\varepsilon I^{(3)}_{кmax} + \Delta n_т I^{(3)}_{кmax} = (0{,}1k_{одн} + \Delta n_т) I^{(3)}_{кmax}, \qquad (11.27)$$

где $I^{(3)}_{кmax}$ — максимальное значение тока внешнего трехфазного КЗ; $I_{нб,т,т}$ — ток небаланса от трансформаторов тока; $I_{нб,рег}$ — ток небаланса из-за регулирования коэффициента трансформации силового трансформатора; $k_{одн}$ — коэффициент однотипности трансформаторов тока.

В целях уменьшения тока небаланса $I_{нб,т,т}$ коэффициенты трансформации трансформаторов тока $K_{I,I}$ и $K_{I,II}$ подбирают так, чтобы обеспечить по возможности равные токи в плечах дифференциальной защиты:

$$K_{I,I} \approx \frac{I_{I,ном}\sqrt{3}}{5};$$

$$K_{I,II} \approx \frac{I_{II,ном}}{5}.$$

Трансформаторы тока выбирают по кривым предельной кратности; при этом учитывают, что трансформаторы тока, у которых вторичные обмотки соединены в треугольник, оказываются более нагруженными.

Наибольшую трудность представляет отстройка дифференциальной защиты от бросков намагничивающего тока и от токов небаланса при внешних КЗ. Защита воспринимает броски намагничивающего тока, возникающие при включении трансформатора на холостой ход и при отключении трансформатора от сети, как короткие замыкания в трансформаторе, т. е. в защищаемой зоне. Это объясняется тем, что вследствие насыщения магнитопровода трансформатора в переходном процессе броски намагничивающего тока достигают (5—10) $I_{т,ном}$, в то время как в нормальном нагрузочном режиме ток намагничивания не превышает 3—6 % $I_{т,ном}$. Намагничивающий ток во время броска содержит значительную апериодическую составляющую, которая медленно затухает (2—3 с). Для отстройки от бросков намагничивающего тока раньше среди других способов применялось замедление защиты на время примерно 1 с, однако при этом терялось основное достоинство защиты — быстродействие. Поэтому в настоящее время данный способ отстройки не рекомендуется.

Защита может выполняться с отстройкой от начального значения (броска) намагничивающего тока (дифференциальная отсечка). При наличии в схеме выходного промежуточного реле с собственным временем действия 0,03—0,06 с для такой защиты принимают $I_{с,з} = (3 \div 5) I_{т,ном}$. Чувствительность защиты выбирают не менее 1,5 при коротком замыкании на выводах трансформатора (с приемной стороны). Рассмотренная защита обладает недостаточной чувствительностью, поэтому нашла применение только на трансформаторах малой мощности.

Как указывалось выше, основной схемой дифференциальной защиты является схема с *TLA* (рис. 11.18). Наличие *TLA* позволяет эффек-

тивно отстроиться от бросков намагничивающего тока и токов небаланса при внешних КЗ; *TLA* практически запирает защиту при наличии апериодической составляющей в токе дифференциальной цепи. Отстройка защиты поэтому может производиться от установившегося значения периодической составляющей тока небаланса, что значительно повышает чувствительность защиты.

При существенной разнице между токами в плечах защиты используются выравнивающие (уравнительные) обмотки *TLA*. Число витков уравнительных и дифференциальной обмоток подбирается так, чтобы при сквозных КЗ обеспечивалось условие:

$$I_{\text{I}}\, w_{\text{урI}} - I_{\text{II}}\, w_{\text{урII}} + (I_{\text{I}} - I_{\text{II}})\, w_{\text{д}} = 0. \qquad (11.28)$$

Практически ток срабатывания дифференциальной защиты (с *TLA*) двухобмоточных трансформаторов без РПН выбирают равным $I_{\text{с,з}} = (1 \div 2)\, I_{\text{т,ном}}$.

Ток КЗ, как и ток намагничивания, содержит апериодическую составляющую, но она затухает значительно быстрее, чем апериодическая составляющая намагничивающего тока. Наличие *TLA* замедляет работу дифференциальной защиты при КЗ в трансформаторе лишь на 0,01—0,03 с. На трансформаторах с РПН и на многообмоточных трансформаторах ток срабатывания защиты с *TLA* нередко приходится увеличивать до (3—4) $I_{\text{т,ном}}$, что существенно снижает чувствительность защиты

Высокая чувствительность дифференциальной защиты может быть сохранена при использовании специального реле типа ДЗТ с магнитным торможением, схема включения которого показана на рис. 11.19, *а*. Та-

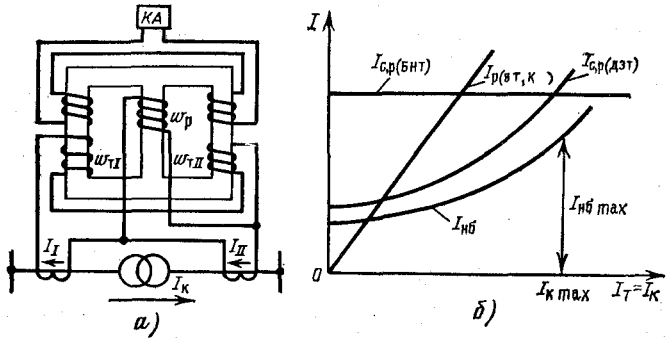


Рис. 11.19. Реле с магнитным торможением:

а — схема подключения реле; *б* — сравнительная характеристика реле ДЗТ

кое реле особенно целесообразно, если возникают трудности отстройки защиты от токов небаланса, вызванных внешними КЗ. При внешних КЗ токи тормозных обмоток создают магнитный поток, насыщающий крайние стержни магнитопровода, и ток срабатывания реле возрастает пропорционально току $I_{\text{т}}$ в тормозных обмотках (рис. 11.19, *б*). При КЗ в зоне защиты (внутренние КЗ) ток в рабочей обмотке $I_{\text{р(вт,к)}}$ значителен и защита, несмотря на некоторое подмагничивание, срабатывает. Промышленность освоила выпуск реле типа ДЗТ с выравнивающими и с одной или тремя тормозными обмотками. Реле с несколькими тормозными обмотками используется для выполнения защиты многообмоточных трансформаторов.

В отличие от дифференциальной защиты генератора дифференциальная защита трансформатора действует при витковых замыканиях в трансформаторе, однако ее чувствительность зависит от доли замкнувшихся витков.

11.16. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

На трансформаторах небольшой мощности эффективно используется наиболее простая быстродействующая защита — токовая отсечка. Защита подключается к трансформаторам тока, установленным с питающей стороны силового трансформатора. Ток срабатывания такой защиты

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}}\, I_{\text{к.вш}max}, \qquad (11.29)$$

где $k_{\text{отс}} = 1{,}25$ для реле типа РТ-40 и $k_{\text{отс}} = 1{,}5$ для реле типа РТ-80; $I_{\text{к.вш}max}$ — максимальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за трансформатором.

Токовая отсечка должна быть также отстроена от броска намагничивающего тока трансформатора. Зона действия отсечки охватывает ошиновку, вводы трансформатора и часть обмотки с питающей стороны.

11.17. ЗАЩИТА ОТ СВЕРХТОКОВ ВНЕШНИХ КЗ

Защита предназначена для отключения трансформаторов при внешних КЗ, если отказывают защиты присоединений или сборных шин. Она также является резервной защитой от внутренних повреждений в трансформаторах. Защита включается на трансформаторы тока со стороны источника питания. В случае многообмоточных трансформаторов защита обычно устанавливается в цепи каждой обмотки с действием на

соответствующий выключатель. При этом защита выполняется направленной, если имеется несколько источников питания.

Защита двухобмоточного понижающего трансформатора, схема которой показана на рис. 11.20, состоит из реле *KA2*, *KA3*, *KA4*, *KT2*, *KH* и *KL*. Ток срабатывания реле тока определяют по выражению

$$I_{\text{с.р}} = \frac{k_{\text{отс}}\, k_{\text{з}}\, k_{\text{сх}}\, I_{\text{раб}\,max}}{k_{\text{в}}\, K_I}, \qquad (11.30)$$

где $I_{\text{раб}\,max}$ — максимальный ток длительного нагрузочного режима с учетом работы устройств АВР; $k_{\text{з}}$ — коэффициент запуска электродвигателей; $k_{\text{отс}} = 1{,}1 \div 1{,}5$.

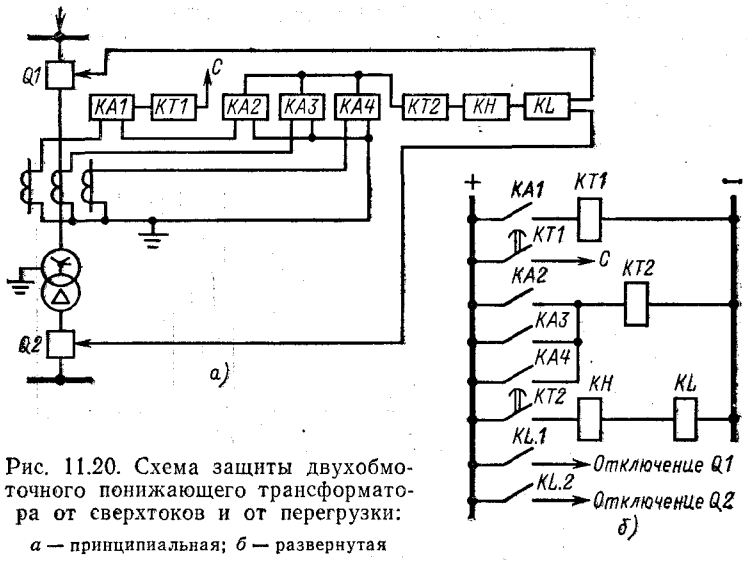


Рис. 11.20. Схема защиты двухобмоточного понижающего трансформатора от сверхтоков и от перегрузки:

а — принципиальная; *б* — развернутая

Коэффициент чувствительности защиты при минимальном токе КЗ в конце смежного присоединения должен быть не менее 1,3. Выдержка времени защиты выбирается на ступень больше выдержек времени максимальных токовых защит смежных присоединений, т. е.

$$t = t_{\text{прис}\,max} + \Delta t. \qquad (11.31)$$

На повышающих трансформаторах защита, выполненная по схеме рис. 11.20, может оказаться недостаточно чувствительной. В таком случае используют комбинированную защиту, схема которой показана на рис. 11.21.

При трехфазных КЗ работает максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения (реле *KA2*, *KV*, *KT2*, *KH*, *KL*). При несимметричных КЗ работает защита обратной последовательности, пусковым органом которой является реле тока *KA3*, включенное на фильтр токов обратной последовательности (*ZA2*).

Ток срабатывания защиты от трехфазных КЗ определяют по (11.30), а выдержку времени — по (11.31). Напряжение срабатывания реле *KV* определяют по выражению

$$U_{\text{с.р}} = \frac{U_{\text{раб}\,min}}{k_{\text{в}}\, k_{\text{отс}}\, K_U}.$$

Ток срабатывания реле *KA3* фильтровой защиты отстраивают от максимального значения тока небаланса фильтра и согласовывают по

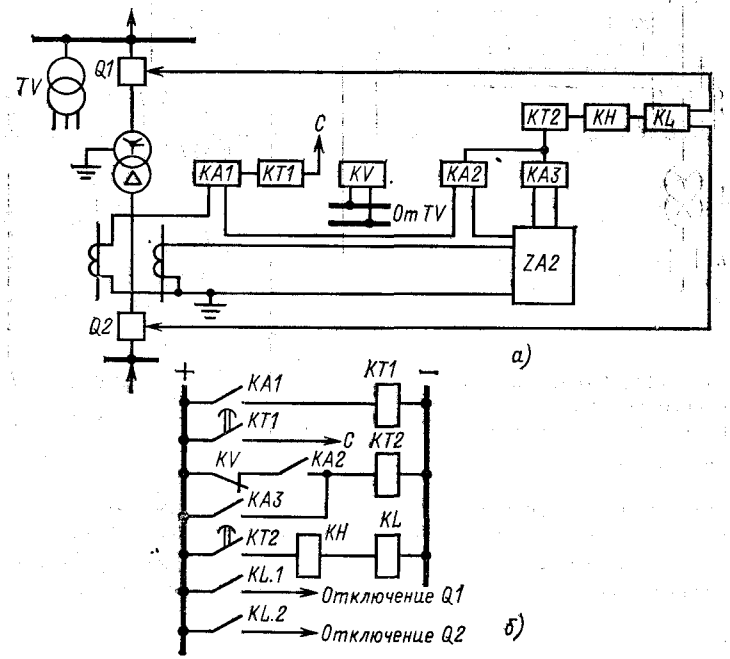


Рис. 11.21. Схема защиты двухобмоточного повышающего трансформатора:

а — принципиальная; *б* — развернутая

чувствительности с максимальными токовыми защитами смежных присоединений. Практически ток срабатывания фильтровой защиты выбирают равным $I_{с,з} = (0{,}5 \div 0{,}7)\ I_{т,ном}$.

11.18. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Согласно ГОСТ 14209—69 силовые трансформаторы независимо от системы охлаждения допускают аварийную перегрузку, которая зависит от длительности перегрузки:

Нагрузка, доли номинальной	1,3	1,45	1,6	1,75	2	3
Допустимая длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Как видно, для трансформаторов допустимы длительные перегрузки. Поэтому защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал. Такая защита состоит из реле тока *KA1* и реле времени *KT1* (см. рис. 11.20 и 11.21). Ток срабатывания реле определяют по выражению

$$I_{с,р} = \frac{k_{отс}\, I_{т,ном}}{k_в\, K_I}, \qquad (11.32)$$

где $k_{отс} = 1{,}05$.

Выдержку времени защиты выбирают на ступень больше выдержки времени защиты от сверхтоков:

$$t = t_{м,т,з} + \Delta t, \qquad (11.33)$$

где $t_{м,т,з}$ — выдержка времени максимальной токовой защиты.

11.19. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Такая защита включается на фильтр токов нулевой последовательности. На рис. 11.22 показана схема защиты, причем даны два варианта подключения токового реле. Включение защиты на трансформатор тока в нейтрали силового трансформатора предпочтительнее, так как при этом в зону защиты входит обмотка высшего напряжения силового трансформатора. Поэтому данная схема рекомендуется в качестве основной.

Ток срабатывания защиты согласуется по чувствительности с защитами нулевой последовательности отходящих линий:

$$I_{с,з} = k_{отс}\, 3I_{0,расч}, \qquad (11.34)$$

где $I_{0,расч}$ — ток нулевой последовательности в трансформаторе при внешнем КЗ на землю, когда защита смежного элемента, с которой происходит согласование, находится на границе срабатывания.

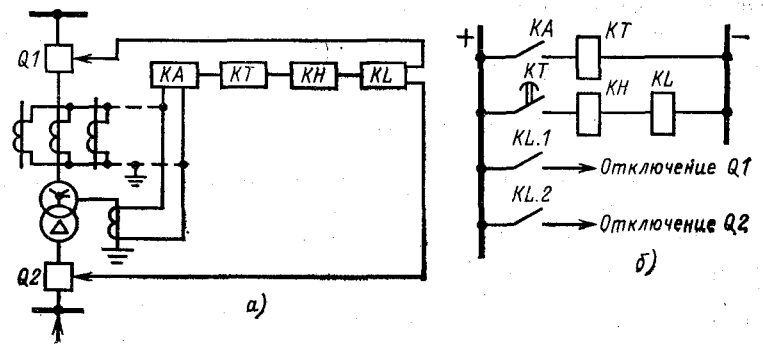


Рис. 11.22. Схема защиты трансформатора от замыканий на землю: *а* — принципиальная; *б* — развернутая

Коэффициент чувствительности защиты при КЗ в конце отходящих линий должен быть не менее 1,2.

Выдержка времени защиты согласуется с выдержками времени аналогичных защит присоединений данной сети

$$t = t_{присmax} + \Delta t.$$

На многообмоточных трансформаторах с несколькими заземленными нейтралями устанавливается направленная защита нулевой последовательности.

11.20. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА КОЖУХ (БАКОВАЯ ЗАЩИТА)

Для трансформаторов, работающих с заземленной нейтралью, может быть выполнена простая, быстродействующая и чувствительная защита от замыканий на кожух. Схема включения такой защиты и токораспределение при коротких замыканиях на землю и кожух показаны на рис. 11.23.

Трансформатор устанавливают на железобетонном фундаменте и его кожух с помощью заземляющей шины соединяют с контуром заземления подстанции. Сопротивление заземляющей шины составляет 0,5—1 Ом, а сопротивление изоляции кожуха относительно земли — 15—20 Ом. Защита не должна работать при внешних КЗ на землю, поэтому необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$I_{с,з} > 3I'_{0т},$$

где $I'_{0т}$ — ток нулевой последовательности в заземляющей шине при внешнем коротком замыкании.

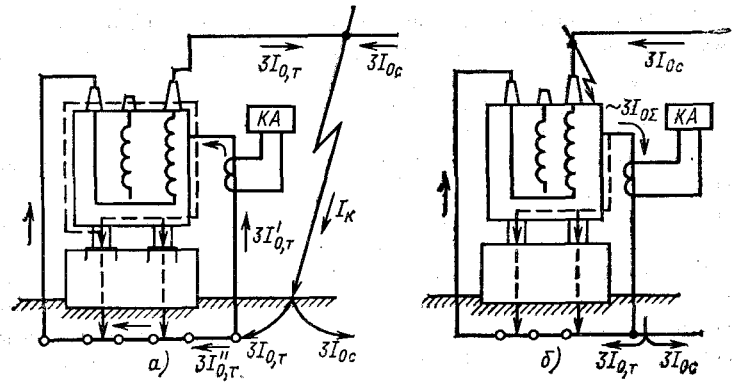


Рис. 11.23. Схема включения защиты от замыканий на кожух и распределение токов при коротких замыканиях:

а — при внешних КЗ на землю; *б* — при перекрытии вводов трансформатора

Обычно ток $3I'_{0т}$ незначителен. При перекрытии вводов через реле защиты проходит практически полный ток замыкания на землю и защита срабатывает.

11.21. ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА

Все трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и более имеют газовую защиту, которая реагирует на все виды внутренних повреждений трансформатора, а также действует при утечке масла из бака.

При коротких замыканиях в трансформаторе разлагаются масло и изоляционные материалы. Образующиеся газы устремляются в расширитель. Интенсивное газовыделение вызывает движение масла и приводит в действие газовое реле, которое устанавливается на патрубке, соединяющем бак трансформатора с расширителем (бак трансформатора устанавливается с уклоном 1,5—2 % в сторону расширителя). Промышленность выпускает газовые реле типа ПГ-22 с двумя поплавками и ртутными контактами, а также реле типа РГЧ-65.

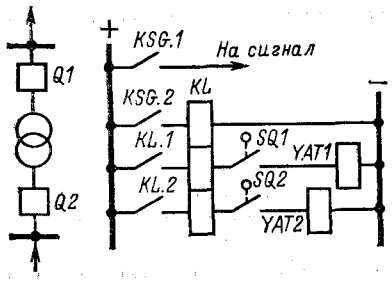


Рис. 11.24. Принципиальная схема газовой защиты трансформатора

При использовании реле типа ПГ-22 слабое газообразование сопровождается накоплением газов под крышкой реле и вытеснением оттуда масла. В результате этого верхний поплавок замыкает свой контакт *KSG.1* в цепи сигнала (рис. 11.24). При коротком замыкании возникает турбулентное движение масла, поэтому замыкаются контакты нижнего поплавка *KSG.2* и защита без выдержки времени отключает выключатели. Замыкание нижнего поплавка может быть кратковременным, поэтому в схеме защиты предусматривается самоудерживание промежуточного реле до отключения обоих выключателей трансформатора. Для предотвращения ложного срабатывания газовой защиты при внешних КЗ, когда также возникает движение масла в баке трансформатора, чувствительность нижнего поплавка реле регулируют так, чтобы он реагировал лишь при скорости движения масла 50—160 см/с и выше.

После ремонта трансформатора, доливки масла, а также при включении в работу нового трансформатора газовая защита должна включаться (на два-три дня) с действием только на сигнал. В противном случае выделяющийся из масла воздух может вызвать ложное отключение трансформатора.

Газовое реле типа ПГ-22 недостаточно вибростойко. Лучшие характеристики имеет реле типа РГЧ-65, разработанное в Челябэнерго. Это реле имеет две алюминиевые чашки, шарнирно соединенные со стойкой. В нормальном режиме чашки плавают в масле и удерживаются в верхнем положении пружинами. Нижняя чашка имеет лопатку, создающую дополнительный момент при движении масла. В остальном работа чашек реле типа РГЧ-65 подобна работе поплавков реле типа ПГ-22.

Газовая защита — единственная защита, реагирующая на утечку масла из бака трансформатора. При утечке масла опускается нижний поплавок (чашка), защита срабатывает и отключает трансформатор от сети. Газовая защита не действует при коротких замыканиях на выводах трансформатора, поэтому она дополняется дифференциальной защитой или токовой отсечкой (на трансформаторах небольшой мощности).

Г. ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

11.22. ПОВРЕЖДЕНИЯ И АНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. ПУСК И САМОЗАПУСК ДВИГАТЕЛЕЙ

В асинхронных электродвигателях могут иметь место следующие повреждения: междуфазные КЗ; замыкания статорной обмотки на землю; витковые замыкания.

Анормальными режимами электродвигателей являются перегрузки, вызываемые технологией производства, повреждением приводимого механизма, обрывом фазы двигателя, длительным пуском или самозапуском двигателя при пониженном напряжении в сети. Специфичным для синхронных электродвигателей является асинхронный режим, который может возникнуть при значительном снижении напряжения в сети, а также при потере возбуждения.

Наибольшее распространение на электрических станциях и подстанциях получили асинхронные короткозамкнутые электродвигатели, обладающие сравнительно высокой надежностью работы в различных режимах и при различных, порой весьма тяжелых, условиях окружающей среды.

Электродвигатели — один из наиболее массовых элементов энергосистемы, поэтому их защита должна быть по возможности более простой и дешевой. При выполнении защиты асинхронных электродвигателей необходимо считаться с особенностями их режимов пуска и самозапуска.

При пуске двигатель потребляет из сети большой ($4-8\,I_{ном}$) пусковой ток, причем при развороте двигателя от скольжения $s=1$ до критического скольжения $s_{кр}$ ток остается почти неизменным. При дальнейшем уменьшении скольжения ток резко уменьшается до нагрузочного тока. Такой характер изменения тока обусловлен соответствующей зависимостью входного сопротивления двигателя от скольжения. Отметим, что максимум вращающегося момента двигателя имеет место при равенстве активной и индуктивной составляющих входного сопротивления двигателя.

Кроме периодической составляющей $I_{п,пуск}$ пусковой ток содержит быстрозатухающую апериодическую составляющую. Поэтому начальное значение пускового тока с учетом апериодической составляющей равно

$$I_{пуск} = (1{,}6 \div 1{,}8)\, I_{п,пуск}.$$

Длительность пуска нормально не превышает 10—15 с.

В условиях эксплуатации двигатели могут перегружаться. В общем случае допустимая по условиям нагрева статора длительность перегрузки двигателя определяется по выражению

$$t_{доп} = \frac{160\tau_{ном}\left(\frac{\tau_{доп}}{\tau_{ном}} - K_{нач}^2\right)}{k_R J_{ном}^2 \left(K^2 - K_{нач}^2\right)} = T\,\frac{\frac{\tau_{доп}}{\tau_{ном}} - K_{нач}^2}{K^2 - K_{нач}^2}, \qquad (11.35)$$

где $\tau_{ном}$ — превышение температуры обмотки статора в нормальном режиме; $\tau_{доп}$ — допустимое превышение температуры обмотки статора;

$J_{ном}$ — номинальная плотность тока в статорной обмотке; K — кратность тока статора по отношению к номинальному току; $K_{нач}$ — кратность тока статора по отношению к номинальному току до начала перегрузки; k_R — коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления обмотки вследствие вытеснения тока; T — постоянная времени нагрева обмотки статора.

На основании (11.35) допустимое время пуска двигателя из холодного состояния ($K_{нач}=0$) при $k_R \approx 1{,}05$ равно:

$$t_{п,доп} = \frac{150\tau_x}{J_{ном}^2 K^2}, \qquad (11.36)$$

где τ_x — допустимое превышение температуры обмотки статора при пуске из холодного состояния.

Ввиду эпизодичности такого режима можно принять $\tau_x = 200$ °С.

Допустимое время самозапуска (пуска) из горячего состояния ($K_{нач}=1$) равно:

$$t_{с.з,доп} = \frac{150\tau_г}{J_{ном}^2 (K^2 - 1)}, \qquad (11.37)$$

где $\tau_г \approx 135$ °С — допустимое превышение температуры обмотки статора при пуске из горячего состояния.

В отличие от режима пуска режим самозапуска (он наступает после отключения короткого замыкания в сети или при переключении двигателей на резервный источник питания) происходит, как правило, при сниженном напряжении на зажимах двигателей и поэтому является для них часто более тяжелым режимом с точки зрения нагрева. Чем больше время перерыва питания, тем больше тормозятся электродвигатели и, следовательно, тем более тяжелым становится режим самозапуска.

Пуск и самозапуск возможны, если в диапазоне от начального до рабочего скольжения соблюдается условие $M_{эм} > M_c$, где $M_{эм}$ — электромагнитный момент двигателя (момент вращения); M_c — момент сопротивления приводимого механизма.

Для большинства асинхронных электродвигателей максимальный момент примерно в 2 раза больше номинального момента. Однако момент двигателя пропорционален квадрату приложенного напряжения, т. е. $M_{эм} \sim U^2$. Поэтому устойчивая работа электродвигателей сохраняется, если напряжение в сети не снижается более чем до 0,7 $U_{ном}$ в случае привода механизмов с постоянным моментом сопротивления (шаровые мельницы) и до 0,55 $U_{ном}$ в случае привода механизмов с моментом сопротивления, зависящим от скольжения (вентиляторы, насосы и т. д.).

При коротком замыкании в питающей сети двигатель кратковременно посылает к точке КЗ ток, который в пределе может быть равен пусковому току.

11.23. ЗАЩИТА АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Основной защитой электродвигателей от междуфазных КЗ является максимальная токовая защита без выдержки времени (токовая отсечка). На двигателях мощностью 2 МВт и более токовая отсечка может оказаться недостаточно чувствительной. В таком случае применяют дифференциальную защиту; ее ток срабатывания выбирают равным $I_{с,з} = (1{,}5 \div 2)\ I_{д,ном}$, где $I_{д,ном}$ — номинальный ток двигателя. Применение такой защиты возможно, так как мощные электродвигатели имеют шесть выводов статорной обмотки. На двигателях мощностью 5 МВт и более установка дифференциальной защиты обязательна.

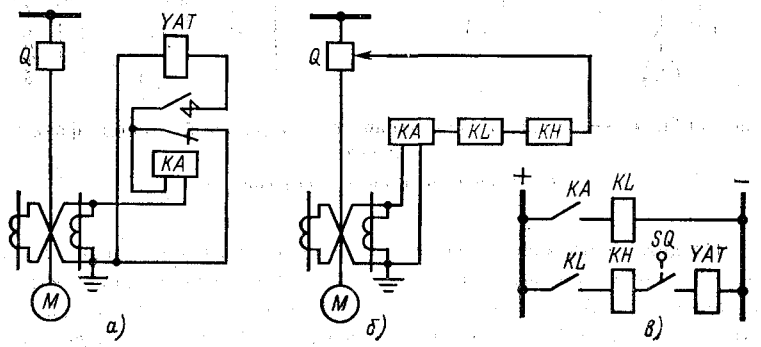


Рис. 11.25. Схема максимальной токовой защиты асинхронных двигателей:

а — на переменном оперативном токе; *б* — на постоянном оперативном токе (принципиальная схема); *в* — на постоянном оперативном токе (развернутая схема)

Максимальная токовая защита может выполняться на переменном оперативном токе с дешунтированием катушки отключения (рис. 11.25, *а*) или на постоянном оперативном токе (рис. 11.25, *б*, *в*). Защита обычно выполняется по однорелейной схеме с включением токового реле на разность токов двух фаз. При недостаточной чувствительности защита выполняется по двухрелейной схеме с двумя токовыми реле. В схеме, показанной на рис. 11.25, *а*, используется индукционное реле с

переходными контактами типа РТ-80. При срабатывании реле происходит перекидка его контактов без разрыва цепи трансформаторов тока, электромагнит отключения выключателя дешунтируется и выключатель отключается. Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального значения пускового тока, т. е.

$$I_{с,з} = k_{отс} I_{пуск}. \qquad (11.38)$$

В схеме, показанной на рис. 11.25, *б*, используется промежуточное реле с временем действия 0,04—0,06 с, что позволяет отстраивать защиту только от периодической составляющей пускового тока:

$$I_{с,з} = k_{отс} I_{п,пуск}. \qquad (11.39)$$

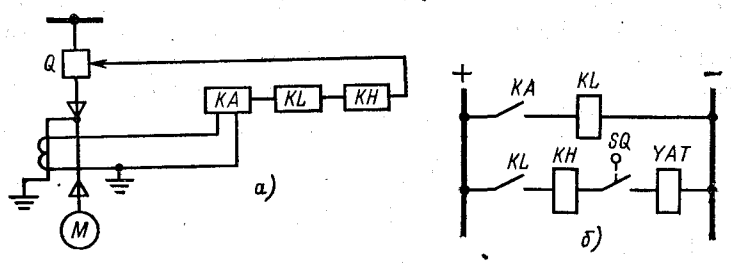


Рис. 11.26. Схема защиты двигателя от замыканий одной фазы на землю:

а — принципиальная; *б* — развернутая

На двигателях мощностью до 2 МВт при токах замыкания на землю $I_з \geqslant 10$ А и на двигателях мощностью 2 МВт и более при токах замыкания $I_з \geqslant 5$ А устанавливают защиту от замыканий одной фазы на землю. Схема такой защиты приведена на рис. 11.26. Защита действует без выдержки времени. Ток срабатывания защиты определяется так же, как ток срабатывания аналогичной защиты генератора.

На электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам, а также на двигателях, самозапуск которых нормально не обеспечивается, устанавливают защиту от перегрузки. Характеристика защиты должна по возможности приближаться к характеристике перегрузочной способности двигателя, определенной по (11.35).

Защита от перегрузки должна действовать на отключение, если самозапуск двигателя не обеспечивается или если нельзя снять технологическую перегрузку с приводимого механизма. Если же технологическую перегрузку можно снять вручную или автоматически, защита соответственно выполняется с действием на сигнал или на разгрузку механизма. В отдельных случаях защита выполняется с двумя выдержка-

ми времени: с меньшей она действует на разгрузку механизма, с большей — на отключение двигателя.

Лучшую защитную характеристику может иметь защита с термореле. Однако из-за сложности эксплуатации и трудности подбора характеристик существующих типов термореле (в условиях изменяющейся температуры окружающей среды) защита от перегрузки двигателей напряжением выше 1 кВ осуществляется с использованием токовых

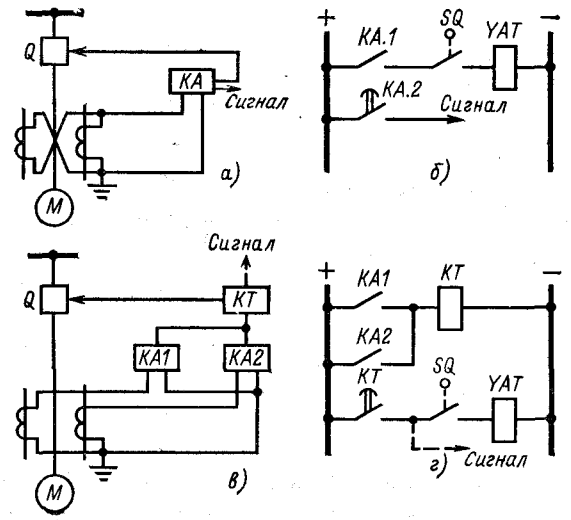


Рис. 11.27. Схемы защиты двигателя от перегрузки:

а — принципиальная схема защиты с зависимой выдержкой времени; *б* — развернутая схема защиты с зависимой выдержкой времени; *в* — принципиальная схема защиты с независимой выдержкой времени; *г* — развернутая схема защиты с независимой выдержкой времени, работающая на отключение

реле. Варианты схемы защиты с зависимой и независимой выдержками времени приведены соответственно на рис. 11.27, *а*, *б* и *в*, *г*. В схеме, показанной на рис. 11.27, *а*, используется индукционное реле тока типа РТ-84 с двумя независимыми парами контактов. Электромагнитный элемент реле (отсечка) используется в качестве защиты от междуфазных КЗ; контакты этого элемента действуют на отключение выключателя. Индукционный элемент реле используется в качестве защиты от перегрузки; его контакты действуют на сигнал, на разгрузку механизма или на отключение двигателя.

В схеме на рис. 11.27, *в* используются электромагнитные реле тока и реле времени. Защита также действует на сигнал, разгрузку механизма или на отключение двигателя.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от номинального тока двигателя $I_{д,ном}$

$$I_{с,з} = \frac{k_{отс}}{k_в} I_{д,ном}. \qquad (11.40)$$

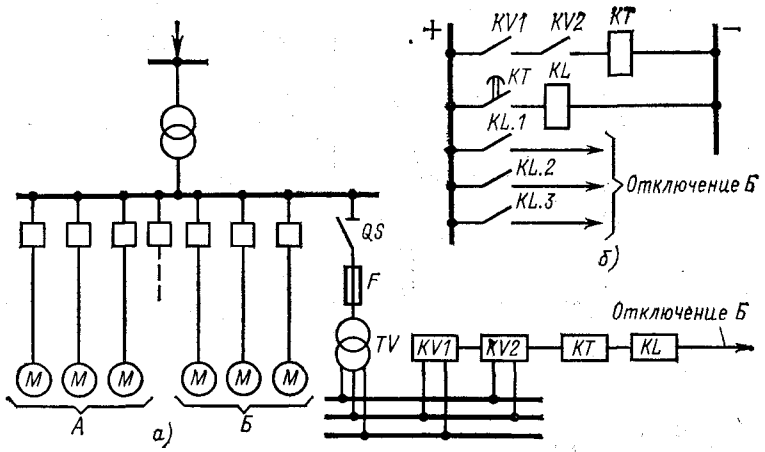


Рис. 11.28. Схема минимальной защиты напряжения:

а — принципиальная; *б* — развернутая: *А* — ответственные электродвигатели; *Б* — неответственные электродвигатели

Для того чтобы защита не срабатывала при пусках двигателя, выдержка времени индукционного реле (рис. 11.27, *а*) в независимой части характеристики должна быть не менее 12—15 с. По той же причине в схеме, показанной на рис. 11.27, *в*, принимается выдержка времени 12—20 с.

При понижении напряжения в сети часто не удается обеспечить самозапуск всех двигателей узла нагрузки. В таких случаях применяют отключение неответственных двигателей с тем, чтобы обеспечить самозапуск ответственных двигателей. Отключают также и двигатели, самозапуск которых недопустим по условиям технологии производства или по условиям техники безопасности. Отключение двигателей осуществляется минимальной защитой напряжения. Схема защиты приведена на рис. 11.28. Для обеспечения надежной работы защиты при обрыве це-

пей напряжения устанавливают два минимальных реле напряжения, контакты которых соединяют последовательно. Напряжение срабатывания защиты принимают равным $U_{с,з} = (0{,}55 \div 0{,}7)\ U_{ном}$, с тем чтобы двигатели не отключались при нормальном самозапуске. Выдержка времени принимается в зависимости от назначения защиты: $t = 0{,}5$ с для защит, облегчающих самозапуск ответственных двигателей; $t = 6 \div 10$ с для защит, которые должны по условиям технологии производства и техники безопасности отключать часть двигателей при снижении напряжения в сети.

11.24. ЗАЩИТА АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

Защита электродвигателей напряжением до 1 кВ от междуфазных КЗ до последнего времени осуществлялась, как правило, предохранителями. При этом минимальная защита напряжения двигателей и защита от перегрузки осуществлялись магнитными пускателями с температурным реле. Типовая схема такой защиты приведена на рис. 11.29.

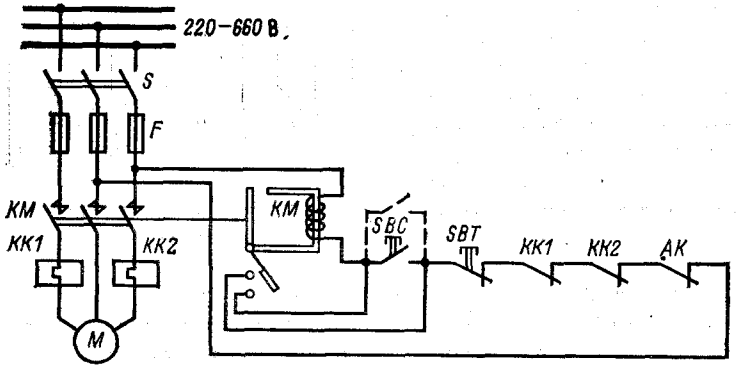


Рис. 11.29. Схема защиты асинхронного электродвигателя напряжением до 1 кВ

Включение двигателей (при включенном рубильнике) осуществляется кнопкой *SBC*. При этом катушка магнитного пускателя *KM* оказывается под напряжением, магнитный пускатель срабатывает и своими главными контактами замыкает цепь двигателя; одновременно вспомогательными контактами он шунтирует контакты кнопки включения. Отключение двигателя при необходимости осуществляется кнопкой отключения *SBT*. При исчезновении или при значительном снижении напряжения в питающей сети якорь электромагнита магнитного пускателя отпадает и двигатель отключается. При восстановлении напряжения в сети двигатель вновь включится только в том случае, если будет нажата кнопка *SBC* или если ее цепь будет замкнута дистанционно (на рис. 11.29 показано пунктиром). При возникновении перегрузки срабатывают электротепловые реле *KK1* и *KK2* (обычно реле включаются в фазы *A* и *C*); цепь катушки электромагнита магнитного пускателя разрывается и двигатель отключается. У двигателей, защищенных предохранителями, часто возникает режим обрыва фазы вследствие перегорания одного предохранителя. Обрыв фазы сопровождается изменением электромагнитного момента прямой последовательности и появлением момента обратной последовательности. При скольжении $s = 1$ эти моменты равны друг другу. Следовательно, при обрыве фазы двигатель не может быть запущен без внешнего механического толчка. При скольжении $s = 0$ момент обратной последовательности близок к нулю, а при скольжениях $0 < s < 1$ он меньше момента прямой последовательности. Максимальный момент и критическое скольжение оказываются примерно в 2 раза меньше максимального момента и критического скольжения двигателя, работающего в нормальных условиях и при номинальном напряжении на зажимах. Обрыв фазы на работающем двигателе приводит к возрастанию скольжения двигателя (если двигатель вообще не остановится), возрастанию тока статора до (1,5—2) $I_{д,ном}$ и, как следствие, к перегреву двигателя, разрушению или возгоранию его изоляции, т. е. к повреждению двигателя.

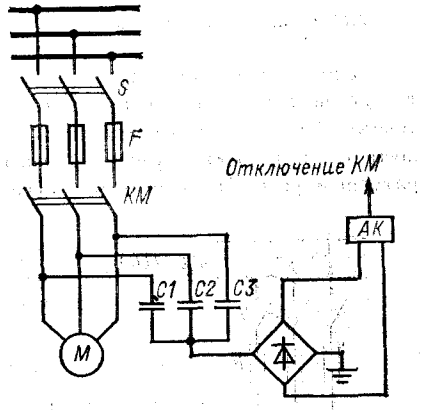


Рис. 11.30. Схема защиты двигателей от обрыва фазы

Из-за недостаточной чувствительности защиты от перегрузки на двигателях применяют специальную защиту от обрыва фазы. Предложено несколько схем защиты, основанных на различных принципах, одна из которых приведена на рис. 11.30.

При обрыве фазы на искусственной нейтрали, образованной емкостями *C1*, *C2*, *C3*, появляется напряжение, которое выпрямляется и подается к кодовому реле. Кодовое реле размыкает контакты в цепи ка-

тушки электромагнита магнитного пускателя. Защита четко работает только при небольших смещениях нейтрали в питающей сети. Следует отметить, что в последнее время подключение двигателей к сети стали производить с помощью автоматических выключателей; это практически исключает возникновение режима обрыва фазы. На автоматических выключателях устанавливается встроенная защита от междуфазных КЗ.

11.25. ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

На синхронных электродвигателях устанавливаются защиты от междуфазных КЗ, от замыканий одной фазы на землю, от перегрузки, от асинхронного хода и от понижения напряжения. Эти защиты в значительной степени подобны аналогичным защитам асинхронных двигателей. В отличие от них максимальная токовая отсечка (или дифференциальная защита) синхронного двигателя действует не только на отключение выключателя, но и на отключение АГП. Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал ($I_{с,з}=1{,}25\,I_{д,ном}$) или же на сигнал (более чувствительный комплект) и на отключение [менее чувствительный комплект, имеющий ток срабатывания $I_{с,з}=(1{,}5\div 1{,}75)\,I_{д,ном}$]. По времени защита от перегрузки отстраивается от времени пуска двигателей.

Защита от понижения напряжения устанавливается:

а) на неответственных электродвигателях для облегчения самозапуска двигателей ответственных механизмов. При этом $U_{с,з}=(0{,}5\div 0{,}7)\,U_{ном}$ и $t=0{,}5$ с;

б) на электродвигателях, самозапуск которых невозможен. В этом случае по условиям устойчивой работы двигателей принимают $U_{с,з}=0{,}5\,U_{ном}$ и $t=0{,}5$ с;

в) на ответственных электродвигателях, самозапуск которых недопустим по условиям технологии производства или техники безопасности. Здесь принимают $U_{с,з}=0{,}5\,U_{ном}$ и $t>t_{выб}$, где $t_{выб}$ — время выбега электродвигателя.

Характерной для синхронных двигателей является защита от асинхронного режима, связанного с выпадением двигателей из синхронизма. При возникновении асинхронного режима появляются пульсации тока статора, переменный ток в обмотке ротора и вибрация двигателя. Асинхронный режим двигателя с нагрузкой, превышающей 50 % номинальной, считается недопустимым по условиям нагрева двигателя. Защита от асинхронного режима реагирует на пульсации тока статора (рис. 11.31). На рис. 11.32, *а*, *б*, *в*, *г* приведены две схемы такой защиты. В схеме, представленной на рис. 11.32, *а* и *б*, используется индукционное реле с

зависимой характеристикой и с замедленным возвратом подвижной системы, а в схеме рис. 11.32, *в* и *г* — реле тока мгновенного действия и промежуточное реле с замедлением на возврате. Защита, одновременно используемая в качестве защиты от перегрузки, срабатывает при появлении асинхронного режима, если время возврата $t_{отп}$ токового реле в схеме на рис. 11.32, *а* и промежуточного реле в схеме на рис. 11.32, *в* больше Δt (см. рис. 11.31). В этом случае после определенной выдержки времени защита отключает выключатель. Выдержка времени защиты принимается больше времени пуска двигателя. Ток срабатывания защиты принимается равным $I_{с,з}=(1{,}3\div 1{,}4)\,I_{д,ном}$.

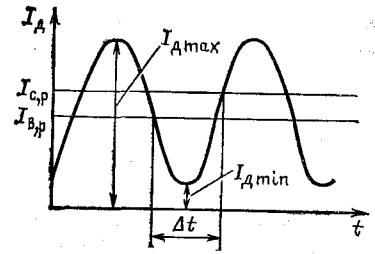


Рис. 11.31. Пульсации тока статора синхронного электродвигателя при асинхронном режиме

Для того чтобы Δt было мало, максимальное значение тока пульсаций должно быть в 2—3 раза больше тока срабатывания защиты. Скольжение, %, при котором защита действует, находится по выражению:

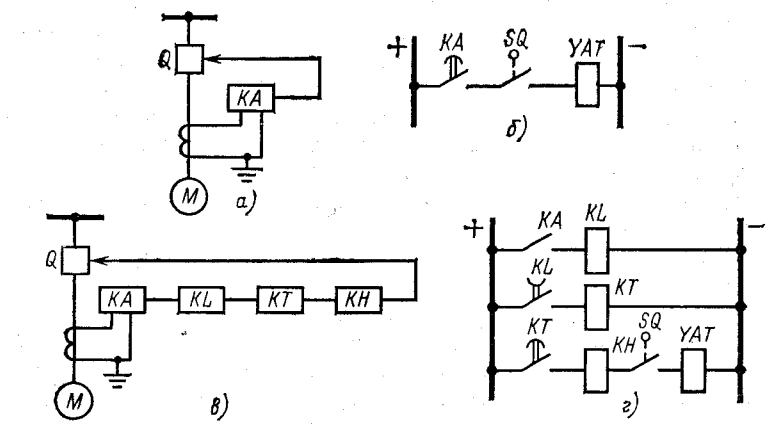


Рис. 11.32. Схемы защиты синхронных двигателей от асинхронного режима:

а — принципиальная схема с использованием индукционного реле; *б* — развернутая схема с использованием индукционного реле; *в* — принципиальная схема с использованием электромагнитного реле; *г* — развернутая схема с использованием электромагнитного реле

$$s = \frac{2}{t_{\text{отп}}}. \qquad (11.41)$$

Для защиты от асинхронного режима в принципе может быть выполнена также защита, реагирующая на появление переменного тока в цепи ротора.

Д. ВОПРОСЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

11.26. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Электрические станции и тем более энергосистемы являются сложными комплексами, состоящими из большого числа разнообразных взаимосвязанных по режиму работы элементов. Повышение надежности работы электрических станций и энергосистем, повышение качества электроэнергии, улучшение технико-экономических показателей работы электростанций, повышение производительности труда работников энергосистем в настоящее время немыслимы без все более широкого внедрения устройств автоматики и автоматизированных систем управления (АСУ). Устройства автоматики помогают обслуживающему персоналу вести заданный технологический режим работы электростанций и энергосистем; повышают устойчивость работы энергосистем и надежность электроснабжения потребителей; ускоряют процесс ликвидации аварий. Рассмотренные выше устройства релейной защиты, по сути дела, являются средствами защитной автоматики.

Устройства автоматики можно разделить на две группы: устройства станционной автоматики и устройства системной автоматики.

Основными устройствами автоматики, внедренными на электростанциях, являются:

а) автоматика топливоприготовления и топливоподачи;
б) автоматика приготовления химически очищенной воды;
в) автоматика ведения заданного режима котла и турбины;
г) автоматика пуска и останова агрегатов;
д) автоматическая синхронизация генераторов;
е) автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин;
ж) автоматическое гашение поля синхронных машин;
з) автоматическое распределение активной и реактивной нагрузок между генераторами электростанции;
и) автоматическое включение резерва.

К системной автоматике можно отнести:

а) автоматическое распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы;
б) автоматическое регулирование частоты в энергосистеме;
в) автоматическое регулирование напряжения в узловых точках энергосистемы;
г) автоматическое повторное включение;
д) автоматическую разгрузку по частоте;
е) автоматическое включение резерва на подстанциях.

Ниже рассматриваются принципы выполнения некоторых устройств автоматики.

11.27. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Генераторы включаются на параллельную работу с электрической сетью методом точной синхронизации или методом самосинхронизации[1]. В первом случае необходимо выполнить условия:

$$|U_{\text{г}}| \approx |U_{\text{с}}|;$$

$$\omega_{\text{г}} \approx \omega_{\text{с}}$$

и при замыкании контактов выключателя

$$\omega_{\text{г}} t - \omega_{\text{с}} t = \delta \approx 0.$$

При включении генератора методом точной синхронизации дежурный персонал подгоняет напряжение и частоту генератора к напряжению и частоте сети (системы), далее по синхроноскопу определяет условие синфазности напряжений генератора и сети (с учетом собственного времени включения выключателя) и включает выключатель генератора. При точном выполнении указанных условий синхронизации включение генератора в сеть происходит без толчка тока. Во избежание недопустимого включения генератора с разностью фаз или значений напряжений генератора и сети предусматривается устройство блокировки от несинхронного включения. Устройство состоит из реле напряжения, размыкающего свои контакты в цепи включения выключателя при несоблюдении (с допустимыми отклонениями) условий синхронизации. Включение генератора в сеть методом точной синхронизации допускается, если напряжение генератора отличается от напряжения сети по фазе не более чем на 15° (эл. угол), по модулю — не более чем на 20 %, а по частоте — не более чем на 0,1 %, или 0,05 Гц.

При автоматической точной синхронизации устройства автоматики

[1] В отдельных случаях может быть использовано несинхронное включение, если расчеты подтверждают его допустимость.

доводят напряжение и частоту генератора до их значений в сети, улавливают момент синфазности напряжений и включают генератор в сеть. Распространение получили автоматические синхронизаторы с постоянным временем опережения.

Способ самосинхронизации генератора заключается во включении его в сеть без возбуждения (с отключенным автоматом гашения поля) при подсинхронной частоте вращения ротора с последующей подачей возбуждения; в момент включения генератора в сеть на выводах системы возбуждения должно быть напряжение, соответствующее возбуждению холостого хода генератора. Устройство автоматики воздействует на турбину, доводит частоту вращения агрегата до подсинхронной (разность частот генератора и сети не должна превышать 1 Гц, или 2 %), затем включает невозбужденный генератор в сеть и подает на него возбуждение. Возникающий в первый момент включения асинхронный момент подтягивает частоту вращения генератора к подсинхронной, а появляющийся при подаче возбуждения синхронный момент обеспечивает втягивание генератора в синхронизм. В первый момент включения генератора в сеть по методу самосинхронизации наблюдается значительный бросок тока статора и резкое изменение момента на валу агрегата. Метод самосинхронизации считается допустимым, если соблюдается условие:

$$I_{\text{вкл}} = \frac{U_{\text{с}}}{\sqrt{3}\left(x''_d + x_{\text{с}}\right)} \leqslant 3I_{\text{г,ном}}, \qquad (11.42)$$

где $U_{\text{с}}$ и $x_{\text{с}}$ — соответственно напряжение и сопротивление сети; x''_d — сверхпереходное сопротивление генератора.

Включение генератора в сеть методом самосинхронизации требует меньше времени, чем включение методом точной синхронизации. Поэтому метод самосинхронизации рекомендуется применять при ликвидации аварий в энергосистеме, а метод точной синхронизации — в нормальных условиях работы.

11.28. АВТОМАТИЧЕСКАЯ РАЗГРУЗКА ПО ЧАСТОТЕ

Особенностью режима работы энергосистем является равенство в каждый данный момент суммарной мощности, развиваемой источниками энергии, сумме мощностей нагрузки и потерь:

$$P_{\text{г}} = P_{\text{нг}} + P_{\text{пот}}, \qquad (11.43)$$

где $P_{\text{нг}}$ — мощность нагрузки; $P_{\text{пот}}$ — мощность потерь.

Изменение нагрузки требует соответствующего изменения генерирующих мощностей; в противном случае происходит большее или меньшее изменение частоты в системе, так как баланс мощностей обеспечивается при неноминальной частоте. Увеличение нагрузки приводит к уменьшению частоты и, наоборот, уменьшение нагрузки вызывает увеличение частоты. Для поддержания номинальной частоты в нормальных условиях служат устройства автоматического регулирования частоты (АЧР). В аварийных условиях происходят резкие и значительные изменения нагрузки, при этом в отдельных частях энергосистемы могут возникнуть избытки или дефициты генерирующих мощностей. Непринятие быстрых и эффективных мер при аварийной ситуации может привести к нарушению устойчивости частей энергосистемы, отключению ряда

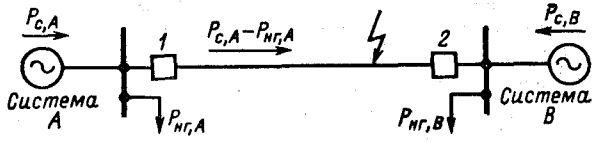


Рис. 11.33. Баланс мощностей в энергосистемах

электростанций и узлов нагрузки, т. е. к системной аварии. Устройства автоматической разгрузки по частоте (АЧР) предназначены для быстрого восстановления баланса мощностей нагрузки и генераторов путем отключения части менее ответственной нагрузки при значительном устойчивом снижении частоты в энергосистеме.

Рассмотрим схему, показанную на рис. 11.33, в которой две энергосистемы связаны линией межсистемной связи. Пренебрежем в первом приближении потерями энергии в сетях и будем считать, что в нормальном режиме $f=f_{\text{ном}}$ и $P_{\text{с},A}+P_{\text{с},B}=P_{\text{нг},A}+P_{\text{нг},B}$, где $P_{\text{с},A}$ — мощность, выдаваемая системой A; $P_{\text{с},B}$ — мощность, выдаваемая системой B, причем $P_{\text{с},A}>P_{\text{с},B}$. Тогда $P_{\text{с},B}<P_{\text{нг},B}$.

Предположим, что на линии межсистемной связи возникло КЗ и линия под действием релейной защиты отключилась. После отключения линии из-за неравенств мощностей частота в обеих системах изменяется: в одной системе увеличивается, а в другой — уменьшается.

В системе A баланс мощностей, а следовательно, и номинальная частота могут быть быстро восстановлены автоматическими устройствами, уменьшающими впуск движущего фактора (пара или воды) в турбины, вращающие генераторы. В системе B условия восстановления номинальной частоты существенно хуже. Если в нормальном режиме генераторы системы были загружены до номинальных мощностей, то

единственным средством восстановления частоты остается отключение части нагрузки.

Схема устройства АЧР приведена на рис. 11.34. Устройство состоит из нескольких комплектов реле частоты (*KF1, KF2, KF3*) и промежуточных реле (*KL1, KL2, KL3*); каждый комплект приходит в действие при снижении частоты до определенного уровня. Верхний предел частоты, при котором АЧР приходит в действие, составляет 48,5 Гц, нижний — 45 Гц. Обычно комплекты имеют уставки, отличающиеся на 0,1 Гц (48; 47,9; 47,8 Гц и т. д.). Помимо быстродействующих комплек-

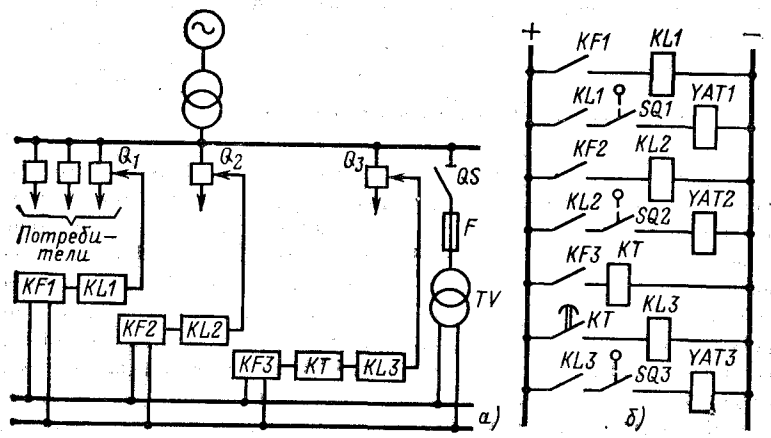


Рис. 11.34. Схема устройства АЧР:
а — принципиальная; *б* — развернутая

тов (0,1—0,5 с) на некоторых ступенях частоты могут устанавливаться комплекты с выдержкой времени 1—20 с. Для того чтобы частота длительно не оставалась на низком уровне, устанавливается комплект АЧР с уставкой в 48,5 Гц и выдержкой времени 5—90 с (реле *KF3, KT, KL3*).

Очередность отключения потребителей устанавливается на основании расчетов режимов работы энергосистемы. В зависимости от местных условий устройствами АЧР охватывается до 30—50 % нагрузки энергосистем. На практике различают устройства АЧР-I и АЧР-II. Устройства АЧР-I осуществляют быстродействующую разгрузку. Они имеют различные уставки по частоте и предназначены для приостановки снижения частоты в энергосистеме. Устройства АЧР-II предназначены для подъема частоты после действия АЧР-I, а также для предотвращения медленного снижения и зависания частоты при дефиците генерирующей мощности. Эти устройства имеют единую уставку по частоте и различные уставки по времени.

Снижение частоты обычно сопровождается снижением напряжения в узлах нагрузки. При этом могут прийти в действие минимальные защиты напряжения и отключить менее ответственные потребители, что способствует восстановлению номинальной частоты и напряжения в энергосистеме. Отметим, что устройства АЧР, так же как и минимальные защиты напряжения, автономны, т. е. их действие зависит от изменения контролируемого параметра лишь в том узле нагрузки, где они включены.

11.29. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

Практика эксплуатации энергосистем показала, что значительное число коротких замыканий в воздушных и кабельных электрических сетях имеет неустойчивый, проходящий характер. При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается и цепь может быть вновь включена в работу без осмотра и ремонта. Поэтому в СССР (впервые в мировой практике) были разработаны и внедрены устройства автоматического повторного включения (АПВ) однократного и двукратного действия.

Успешность действия АПВ однократного действия в воздушных сетях достигает 60—80 %, а в кабельных сетях — около 50 %. Успешность действия второго цикла АПВ двукратного действия, естественно, существенно ниже и составляет примерно 15 % всех случаев работы второго цикла этих АПВ. Применение АПВ трехкратного действия оказалось нецелесообразным, так как успешность действия его третьего цикла не превышает 1—3 %.

Устройства АПВ работают в едином комплексе с релейной защитой (рис. 11.35). При возникновении КЗ на линии *W1* срабатывает релейная защита этой линии и отключает выключатель *Q1*. Через некоторый промежуток времени $t_{АПВ}$ устройство АПВ вновь включает линию. Если короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным и она останется в работе. Если же короткое замыкание оказалось устойчивым, то после включения выключателя *Q1* линия вновь отключается релейной защитой и остается в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом. В случае установки на линии АПВ двукратного действия производятся две попытки включить ее в работу. При таком АПВ к приводу выключателя и к конст-

рукции самого выключателя, естественно, предъявляются более жесткие требования, чем при АПВ однократного действия.

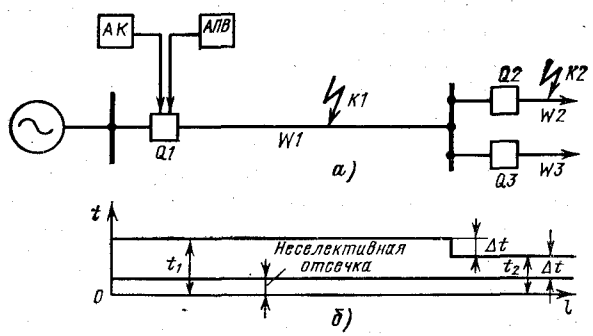


Рис. 11.35. Совместная работа релейной защиты и АПВ:
а — поясняющая схема; *б* — диаграмма выдержек времени защит

Устройство АПВ должно иметь выдержку времени, отстроенную от времени деионизации среды $t_{д,с}$, т. е. $t_{АПВ} > t_{д,с}$, а также от времени готовности выключателя к повторному включению. По данным Всесоюзного научно-исследовательского института электроэнергетики (ВНИИЭ) время деионизации среды (минимальное время АПВ) зависит от тока КЗ и напряжения электрической линии (длины гирлянды изоляторов); эти зависимости представлены на рис. 11.36. Обычно принимают $t_{АПВ} = 0{,}5 \div 1$ с.

Наличие АПВ позволяет снизить время отключения КЗ в сети. Так, например, на головном участке радиальной сети (рис. 11.35, *а*) может быть установлена неселективная отсечка с зоной действия, охватывающей не только линию *W1*, но и смежные линии *W2*, *W3* и т. д. После действия неселективной отсечки (ускорение защиты до АПВ) работает АПВ, восстанавливая электроснабжение потребителей. При неуспешном АПВ отключение поврежденного участка производят максимальные токовые защиты. В схеме устройств АПВ может предусматриваться также возможность ускорения действия защиты после неуспешного АПВ, т. е. после включения на устойчивое КЗ.

Устройства АПВ вводят в работу специальным переключателем при включенном положении выключателя линии. Готовность АПВ к действию наступает через 10—20 с после ввода его в работу. Это время определяется временем заряда емкости устройства, обеспечивающей однократность действия АПВ.

На линиях с двусторонним питанием устройства АПВ при необходимости выполняют с контролем синхронизма напряжений с обеих сторон выключателя, включаемого последним. На той стороне линии, где выключатель включается первым, проверяется отсутствие напряжения на линии, а с другой стороны линии осуществляется контроль синхронизма напряжений с двух сторон от выключателя.

В условиях эксплуатации могут применяться и несинхронные автоматические повторные включения (НАПВ). По данным ВНИИЭ такие включения допускаются, если в общем случае ток $I_{нс,вкл}$ и момент $M_{нс,вкл}$ при несинхронном включении генератора меньше соответственно тока $I_{к,г}$ и момента $M_{к,г}$ при трехфазном КЗ на его выводах, т. е.

$$I_{нс,вкл}/I^{(3)}_{к,г} \leqslant 1 \quad \text{и} \quad M_{нс,вкл}/M^{(3)}_{к,г} \leqslant 1$$

или

$$I_{нс,вкл}/I_{г,ном} \leqslant 0{,}625/x''_d.$$

Эти условия могут быть записаны в другом виде:

для гидрогенераторов

$$x_{вш}/x''_d \geqslant 2{,}4;$$

для турбогенераторов

$$x_{вш}/x''_d \geqslant 1{,}6.$$

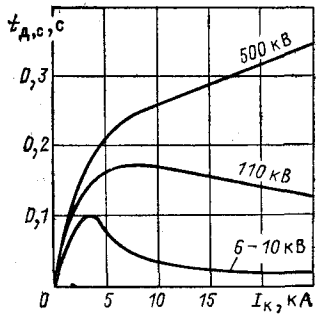


Рис. 11.36. Зависимость времени деионизации среды от тока короткого замыкания и напряжения электрической линии

Отметим, что более жесткие ограничения на возможность НАПВ накладывает допустимое значение возникающего при несинхронном включении электромагнитного момента, действующего на генератор, а не допустимый ток.

11.30. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА

Устройства автоматического включения резерва (АВР) нашли широкое применение в системе собственных нужд электростанций и на подстанциях (на напряжении 6—10 кВ). Устройство АВР должно подключать резервный источник питания (трансформатор, линию) при исчезновении по любой причине питания от рабочего источника. Исчезновение напряжения на шинах нагрузки может быть вызвано корот-

кими замыканиями в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и в присоединенной к шинам распределительной сети, а также произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора. Включение резервного источника должно происходить после деионизации среды в случае неустойчивого короткого замыкания на сборных шинах, поэтому требуется, чтобы $t_{АВР} > t_{д,с}$. Время перерыва питания, однако, должно быть не больше допустимого по условиям самозапуска двигателей времени $t_{доп,с,з}$, т. е. $t_{АВР} < t_{доп,с,з}$.

Практика эксплуатации показала, что первое условие в сетях 3—10 кВ выполняется автоматически, так как собственное время включения выключателей этих сетей превышает время деионизации среды. На рис. 11.37 показано изменение напряжения, тока и частоты вращения асинхронного двигателя при подаче напряжения от резервного источника мгновенно после отключения трехфазного КЗ (пунктирные линии) и при подаче напряжения с определенной задержкой (сплошные линии).

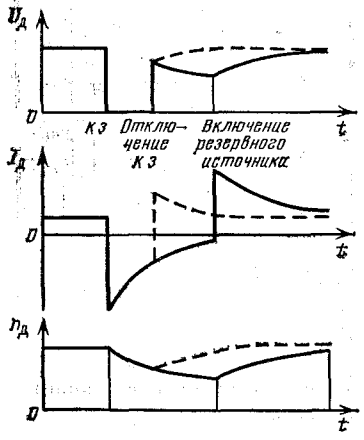


Рис. 11.37. Изменение напряжения, тока и частоты вращения асинхронного двигателя при КЗ и последующей работе устройства АВР

Устройство АВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроенным по времени от максимальных токовых защит присоединений. При включении резервного источника на устойчивое КЗ релейная защита должна обеспечить его отключение от поврежденного участка, чтобы сохранилось питание других присоединений. Вариант принципиальной схемы устройства АВР на двухтрансформаторной подстанции дан на рис. 11.38.

При включенном положении выключателя *Q2* промежуточное реле *KL* находится под током и держит свои контакты в замкнутом состоянии. При отключении выключателя *Q1* или *Q2* схема АВР обеспечивает включение секционного выключателя без выдержки времени: через размыкающие вспомогательные контакты выключателя *Q2* и контакты

реле *KL* получает питание катушка промежуточного контактора секционного выключателя *YAC3*. При внедрении схем АВР высказывались опасения о том, что при быстром включении секционного выключателя могут быть большие броски токов в самозапускающихся двигателях, однако эти опасения в целом оказались неоправданными из-за относительно большого времени включения и отключения современных выключателей.

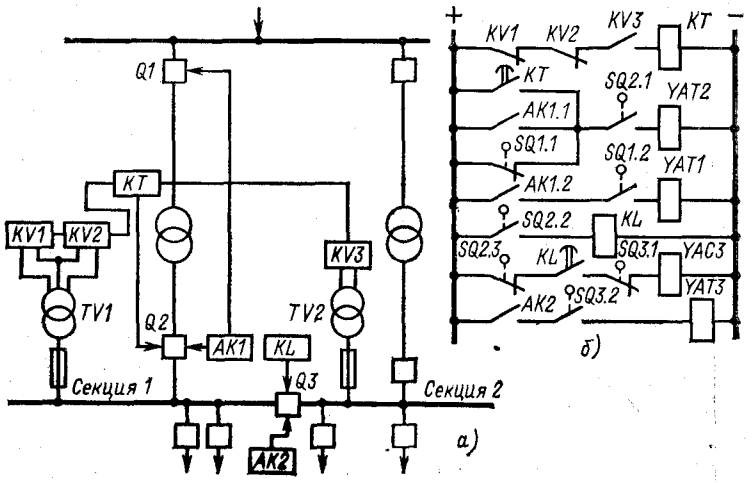


Рис. 11.38. Схема АВР на двухтрансформаторной подстанции:
а — принципиальная; *б* — развернутая

При отключении выключателя *Q2* разрывается цепь питания катушки промежуточного реле *KL*, однако его контакты размыкаются с выдержкой времени, достаточной для надежного включения секционного выключателя. Реле *KL* обеспечивает однократность действия АВР, так как не позволяет дважды включать секционный выключатель на устойчивое КЗ.

В случае исчезновения напряжения на секции *1* сборных шин срабатывают реле напряжения *KV1* и *KV2*. При наличии напряжения на секции *2* они запускают реле времени *KT*. Контроль наличия напряжения осуществляется реле напряжения *KV3*. После замыкания контактов реле времени отключается выключатель *Q2* и далее устройство работает так же, как и в первом случае. Установка реле напряжения *KV1* и *KV2* с последовательно соединенными контактами вызвана не-

обходимостью исключить запуск схемы АВР при перегорании предохранителей в цепях трансформатора напряжения. Выдержка времени АВР выбирается по условию:

$$t_{АВР} = t_{м,т,з} + \Delta t,$$

где $t_{м,т,з}$ — наибольшая выдержка времени максимальных токовых защит отходящих линий.

Практически оказывается $t_{АВР} = 1{,}5 \div 2$ с. Уставка на минимальных реле напряжения *KV1* и *KV2* должна исключать работу АВР при самозапуске двигателей, поэтому напряжение срабатывания реле обычно принимают равным $0{,}25U_{ном}$.

Глава двенадцатая

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

12.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Изоляция электроустановок должна надежно работать как при длительно приложенных рабочих (в том числе наибольших рабочих) напряжениях промышленной частоты, так и при возникающих в эксплуатации кратковременных перенапряжениях грозового или коммутационного характера.

Под перенапряжениями понимают опасные для изоляции электроустановок повышения напряжения. Грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в электроустановку (перенапряжения прямого удара), а также при ударе молнии в землю или в предметы и объекты, находящиеся вблизи электроустановки (индуктированные перенапряжения). Коммутационные (внутренние) перенапряжения возникают при различного рода коммутациях цепей в нормальных эксплуатационных условиях, а также при коммутациях, связанных с возникновением и ликвидацией аварийных режимов и повреждений в электрической системе.

Надежная работа электроустановок обеспечивается только в том случае, если прочность использованной изоляции превышает возможные максимальные уровни напряжений на изоляции в продолжительных рабочих режимах и при перенапряжениях. Прочность изоляции характеризуется значениями пробивного напряжения при воздействии на изоляцию напряжений промышленной частоты и импульсных напряжений.

Соответственно для изоляции электроустановок устанавливаются испытательные напряжения промышленной частоты и импульсные испытательные напряжения полным и срезанным грозовым импульсом, а также коммутационным импульсом, которые определяют гарантированную прочность изоляции. Испытанию коммутационным импульсом напряжения подлежит изоляция электроустановок напряжением 330 кВ и выше (табл. 12.1—12.6).

Изоляция электрооборудования подразделяется на внешнюю, работающую на открытом воздухе, и внутреннюю, работающую в масляной, газовой или иной среде, защищенной от воздействия внешних атмосферных условий. Как внешняя, так и внутренняя изоляция электрооборудования испытывается импульсным напряжением той или иной полярности. Объем и порядок испытаний установлены ГОСТ 1516.1—76 и 1516.2—76. Полный грозовой импульс (рис. 12.1, *а*) должен иметь длину фронта $T_ф = (1{,}2 \pm 0{,}36)$ мкс и длину импульса $T_и = (50 \pm 10)$ мкс, а срезанный грозовой импульс (рис. 12.1, *б*) должен иметь предразрядное время $T_с$ не менее 2 мкс. При испытании внутренней изоляции силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения и масляных

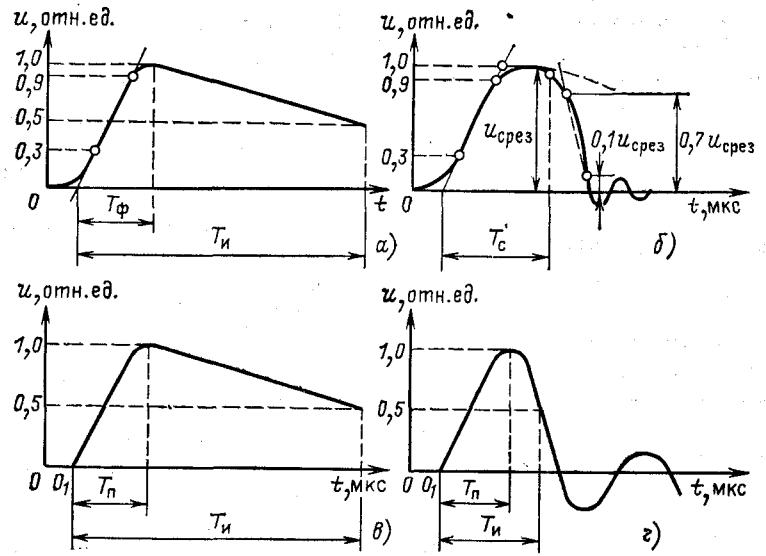


Рис. 12.1. Нормированная форма импульсных испытательных напряжений

Таблица 12.1

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Нормированные испытательные напряжения грозовых импульсов для внешней изоляции электрооборудования с нормальной изоляцией, кВ (максимальные значения)										
	Полный импульс						Срезанный импульс				
	Силовые трансформаторы	Шунтирующие реакторы	Электромагнитные трансформаторы напряжения, токоограничивающие и дугогасящие реакторы	Трансформаторы тока и аппараты	Конденсаторы связи	Между контактами одного и того же полюса выключателей с повышенным уровнем изоляции между контактами	Силовые трансформаторы	Шунтирующие реакторы	Электромагнитные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, токоограничивающие реакторы, аппараты	Конденсаторы связи	Между контактами одного и того же полюса выключателей с повышенным уровнем изоляции между контактами
3	44	44	44	42	—	—	50	50	50	—	—
6	60	60	60	57	—	—	70	70	70	—	—
10	80	80	80	75	—	—	90	90	90	—	—
15	108	108	108	100	—	—	120	120	120	—	—
20	130	130	130	120	—	—	150	150	150	—	—
24	150	—	150	140	—	—	170	—	175	—	—
27	170	—	170	160	—	—	195	—	200	—	—
35	200	200	200	185	195	—	225	225	230	240	—
110	408	480	480	425	480	500	550	550	550	600	625
150	550	550	660	585	660	675	600	600	760	825	850
220	750	750	950	835	950	975	835	835	1090	1190	1250
330	1050	1200	1200	1100	1200	1300	1150	1300	1300	1400	1500
500	1550	1675	1675	1500	1500	1500	1650	1800	1800	1800	1800

Таблица 12.2

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Нормированные испытательные напряжения грозовых импульсов для внутренней изоляции электрооборудования с нормальной изоляцией, кВ (максимальные значения)										
	Полный импульс						Срезанный импульс				
	Силовые трансформаторы	Шунтирующие реакторы	Электромагнитные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, токоограничивающие и дугогасящие реакторы, аппараты	Изоляторы, испытываемые отдельно, конденсаторы связи	Между контактами одного и того же полюса		Силовые трансформаторы	Шунтирующие реакторы	Электромагнитные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, токоограничивающие и дугогасящие реакторы, аппараты	Изоляторы, испытываемые отдельно, конденсаторы связи	Между контактами одного и того же полюса выключателей с повышенным уровнем изоляции между контактами
					выключателей с повышенным уровнем изоляции между контактами	разъединителей, предохранителей при вынутом патроне					
3	42	42	42	44	—	50	50	50	50	52	—
6	57	57	57	60	—	65	70	70	70	73	—
10	75	75	75	80	—	90	90	90	90	100	—
15	100	100	100	105	—	115	120	120	120	125	—
20	120	120	120	125	—	140	150	150	150	158	—
24	140	—	140	150	—	165	175	—	175	185	—
27	160	—	160	170	—	190	200	—	200	210	—
35	185	185	185	195	—	220	230	230	230	240	—
110	460	460	460	480	525	570	570	570	570	600	650
150	500	500	630	660	725	790	625	625	785	825	875
220	690	690	900	950	1050	1100	860	860	1130	1190	1300
330	1000	1150	1150	1200	1350	1450	1250	1350	1350	1400	1550
500	1450	1600	1600	1600	1600	2050	1800	1950	1950	1950	1950

Таблица 12.3

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Нормированные испытательные напряжения коммутационных импульсов, кВ (максимальные значения)					
	внутренней изоляции			внешней изоляции		
	электрооборудования относительно земли	между фазами силовых трансформаторов	между контактами одного и того же полюса выключателей	электрооборудования относительно земли в сухом состоянии и под дождем	между фазами силовых трансформаторов в сухом состоянии	между контактами одного и того же полюса выключателя (в сухом состоянии и под дождем) и разъединителя (в сухом состоянии)
330	950	1425	1250	950	1300	1250
500	1300	1950	1730	1300	1800	1730

реакторов требуется, чтобы предразрядное время было 2—3 мкс. При испытании изоляции электрооборудования применяют следующие формы коммутационного импульса: апериодический (рис. 12.1, *в*) и колебательный (рис. 12.1, *г*). Стандартный апериодический коммутационный импульс имеет время подъема $T_п = (250 \pm 50)$ мкс и длительность импульса $T_и = (2500 \pm 1500)$ мкс. Стандартный колебательный коммутационный импульс в зависимости от типа изоляции имеет время подъема $T_п = (50 \div 4000)$ мкс и длительность импульса $T_и = (500 \div 7500)$ мкс.

Согласно ГОСТ 1516.1—76 и ГОСТ 1516.2—76 внешняя изоляция электрооборудования должна испытываться на прочность в сухом состоянии и под дождем напряжением промышленной частоты плавным подъемом напряжения до установленных ГОСТ испытательных напряжений. Внутренняя изоляция должна выдерживать в течение 1 мин установленные ГОСТ испытательные напряжения (см. табл. 12.4, 12.5). Кроме того, внутренняя изоляция силовых трансформаторов и реакторов напряжением 220 кВ и выше должна испытываться длительным (1 ч) воздействием напряжения промышленной частоты. Уровни одночасового испытательного напряжения относительно земли для электрооборудования классов напряжения 220, 330 и 500 кВ установлены соответственно равными 220, 295 и 425 кВ.

Прочность изоляции любой электроустановки безусловно должна быть выше максимального уровня рабочего напряжения этой установки, а также возможного уровня большинства внутренних перенапряжений. С повышением уровня прочности изоляции стоимость электроустановок существенно возрастает. Поэтому оказывается экономи-

Таблица 12.4

Нормированные кратковременные испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования с нормальной изоляцией, кВ (действующее значение)

Класс напряжения электрооборудования, кВ	одноминутное внутренней изоляции: относительно земли и других обмоток: силовых трансформаторов, шунтирующих и дугогасительных реакторов	одноминутное внутренней изоляции: между фазами: силовых трансформаторов, шунтирующих и дугогасительных реакторов	одноминутное внутренней изоляции: электромагнитных трансформаторов напряжения и токоограничивающих реакторов	одноминутное внутренней изоляции: аппаратов и трансформаторов тока (кроме масляных); изоляторов, испытываемых отдельно (кроме вводов для трансформаторов, реакторов и аппаратов)	одноминутное внутренней изоляции: масляных трансформаторов тока и выключателей, конденсаторов связи	одноминутное внутренней изоляции: вводов для трансформаторов, реакторов и аппаратов, испытываемых отдельно	одноминутное внутренней изоляции: между контактами одного и того же полюса выключателя	при плавном подъеме напряжения: внутренней изоляции	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: в сухом состоянии: силовых трансформаторов, шунтирующих и дугогасительных реакторов: относительно земли	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: в сухом состоянии: силовых трансформаторов, шунтирующих и дугогасительных реакторов: между фазами	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: в сухом состоянии: электромагнитных трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, токоограничивающих и дугогасительных реакторов, аппаратов и конденсаторов связи	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: в сухом состоянии: изоляторов, испытываемых отдельно	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: под дождем: между контактами одного и того же полюса: выключателей	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: под дождем: между контактами одного и того же полюса: разъединителей, трансформаторов тока, аппаратов, конденсаторов связи и изоляторов различных категорий размещения I	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: под дождем: электромагнитных трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, аппаратов, конденсаторов связи и изоляторов различных категорий размещения I	при плавном подъеме напряжения: внешней изоляции: под дождем: между контактами одного и того же полюса выключателя и разъединителя различных категорий размещения I
3	18	—	24	24	24	24	24	—	26	—	26	27	28	20	20	20
6	25	—	32	32	32	32	32	—	34	—	34	36	40	26	26	26
10	35	—	42	42	42	42	42	—	45	—	45	47	53	34	34	34
15	45	—	55	55	55	55	55	—	60	—	60	63	70	45	45	45
20	55	—	65	65	65	65	65	65	70	—	70	75	85	55	55	55
24	65	—	75	75	75	75	75	—	80	—	80	85	100	65	65	65
27	70	—	80	80	80	80	80	—	90	—	90	95	110	70	70	70
35	85	—	95	95	95	95	95	—	105	—	105	110	130	85	85	85
110	200	200	200	230	200	265	230/200*	95	230	105	280	295	355	215	215	215
150	230	275	275	300	275	340	300/275*	230	300	280	355	375	460	290	290	290
220	325	400	400	440	400	490	440/400*	440	465	320	520	550	675	425	425	425
330	460	575	460	560	500	630	750/680*	750	750	670	670	700	890	550	730	730
500	630	830	630	760	700	900	1030/940*	1030	1030	900	900	900	1225	740	1000	1000

* В знаменателе — для масляных выключателей, в числителе — для газонаполненных.

Таблица 12.5

Класс напряжения трансформатора, кВ	Нормированные испытательные напряжения изоляции нейтрали обмотки ВН силовых трансформаторов с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали				
	Кратковременные испытательные напряжения промышленной частоты, кВ (действующее значение)				Испытательное напряжение полного грозового импульса внутренней и внешней изоляции нейтрали и ввода нейтрали, кВ (максимальное значение)
	Одноминутное напряжение внутренней изоляции		Напряжение (при плавном подъеме) внешней изоляции		
	нейтрали	ввода нейтрали, испытываемого отдельно	в сухом состоянии	под дождем	
			нейтрали и ввода нейтрали	ввода нейтрали категории размещения I	
110	100	130	135	110	200
150	130	180	195	155	275
220	200	265	280	215	400

Таблица 12.6

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Нормированные кратковременные испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования с облегченной изоляцией, кВ (действующее значение)				
	одноминутное напряжение изоляции		при плавном подъеме, внешней изоляции		
			в сухом состоянии		под дождем
	силовых трансформаторов, шунтирующих и дугогасящих реакторов	трансформаторов напряжения и тока, токоограничивающих реакторов, аппаратов и изоляторов	электрооборудования	между контактами одного и того же полюса разъединителей, предохранителей (при вынутом патроне)	трансформаторов напряжения и тока, аппаратов и изоляторов категории размещения I
3	10	13	15	18	10
6	16	21	23	27	18
10	24	32	35	42	28
15	37	48	53	62	42
20	50	65	70	85	55

чески нецелесообразным требовать, чтобы прочность изоляции была выше максимально возможного уровня внутренних перенапряжений и тем более выше возможного уровня грозовых перенапряжений.

Уровень внутренних перенапряжений может быть снижен путем надлежащего выбора режима заземления нейтралей (см. гл. 3), схем электрических соединений электрических станций и сетей, применением в выключателях резисторов, шунтирующих контакты.

От грозовых перенапряжений, а также от маловероятных максимально возможных внутренних перенапряжений все электроустановки должны иметь специальную защиту. Основным элементом защиты являются вентильные разрядники различного исполнения. При выполнении электроустановок и осуществлении их защиты важнейшим вопросом является координация изоляции, т. е. установление и обеспечение необходимых соотношений между прочностью изоляции электрооборудования и характеристиками защитных устройств от перенапряжений. При всех возможных режимах работы электрооборудования прочность его изоляции должна быть выше соответствующих характеристик защитных устройств.

Уровень грозовых перенапряжений в конкретной электрической сети не зависит от ее номинального напряжения, а уровень внутренних перенапряжений, наоборот, зависит от номинального напряжения сети. По этой причине выбор уровня изоляции электрооборудования напряжением до 220 кВ включительно в основном лимитируется уровнем грозовых перенапряжений, а уровень изоляции электрооборудования напряжением 330 кВ и выше — уровнем внутренних перенапряжений.

Важным элементом электроустановок являются заземляющие устройства, необходимые для обеспечения нормальных режимов работы электроустановок, осуществления их защиты от перенапряжений, а также для создания безопасных условий эксплуатации электроустановок.

12.2. ВНУТРЕННИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Внутренние перенапряжения можно подразделить на квазистационарные и коммутационные. Характер, значение и причины возникновения этих перенапряжений различны. Так, квазистационарные перенапряжения, существующие продолжительный период времени, могут возникнуть при однофазных замыканиях и при неполнофазных режимах в энергосистеме, при работе протяженных электрических линий на холостом ходу, при коротких замыканиях в полуволновых и настроенных электрических линиях, а также при возникновении в системе параметрического резонанса или феррорезонанса на основной частоте, высших или низших гармониках. Коммутационные перенапряжения могут возникнуть при включении и отключении электрических линий, трансформаторов, шунтирующих и дугогасящих реакторов, при возникнове-

нии перемежающейся дуги замыкания на землю в системах с незаземленными нейтралями, при коротких замыканиях, коммутациях и при качаниях генераторов электростанций в системах, содержащих длинные электрические линии различного типа (компенсированные, полуволновые, настроенные).

Внутреннее перенапряжение характеризуется кратностью

$$K = U_{max}/U_{ф,раб,нб}. \qquad (12.1)$$

В энергосистемах СССР с учетом возможных уровней перенапряжений и технико-экономических характеристик электрических линий приняты приведенные ниже допустимые кратности:

$U_{ном}$, кВ	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
$U_{раб,нб}/U_{ном}$	1,2	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,1	1,05	1,05	1,05
K	5,2	4,6	4,25	4,25	3,8	3,2	3	3	3	2,5	2,2	1,8

Согласно рекомендациям МЭК уровень изоляции для коммутационных перенапряжений должен составлять примерно 80 % импульсного уровня изоляции. Принятый в энергосистемах режим нейтралей, схемы, а также характеристики защитных устройств должны обеспечивать работу электрических сетей с кратностью внутренних перенапряжений не выше допустимой.

12.3. ГРОЗОВЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Грозовые перенапряжения возникают при разрядах молнии. Ток молнии имеет вид униполярного апериодического импульса и характеризуется амплитудой $I_{м\,max}$, длиной импульса $T_и$ и средней крутизной фронта импульса (см. рис. 12.1, *а*), равной

$$a = \frac{I_{мmax}}{T_ф}, \qquad (12.2)$$

где $T_ф$ — длина фронта импульса.

Зарегистрированы амплитуды токов молнии от сотен ампер до 250 кА со средней крутизной 2—50 кА/мкс и с длиной импульса 20—80 мкс. Вероятность появления молний с верхним пределом параметров относительно мала, поэтому в качестве расчетных параметров обычно принимают:

$$I_{мmax} = 150 \text{ кА}; \quad a = 30 \text{ кА/мкс}; \quad T_и = 40 \text{ мкс}.$$

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется числом грозовых дней в году $n_д$ или, что более точно, числом грозовых часов в году $n_ч$. Так как средняя продолжительность грозы составляет 1—2 ч, то можно принять, что $n_ч = 1{,}5\, n_д$.

Интенсивность грозовой деятельности существенно различна для различных районов страны. Так, в районах Сочи, Еревана, Ивано-Франковска $n_ч > 100$, в районах Винницы, Курска, Батуми $n_ч = 80 \div 100$, в районах Москвы, Новосибирска, Читы $n_ч = 40 \div 60$, а в районах Мурманска, Нарьян-Мара, Верхоянска, Магадана $n_ч < 10$.

В среднем на 1 км² площади Земли приходится примерно 0,1 удара молнии за один грозовой день. Число ударов молнии в год в отдельно стоящий молниеотвод высотой h (м) с учетом того, что он принимает на себя все удары молнии, которые приходятся на поверхность земли, заключенную внутри круга радиуса $S = (3 \div 3{,}5)h$, примерно равно

$$N = 0{,}1\pi R^2 n_д \cdot 10^{-6} \approx \pi h^2 n_д \cdot 10^{-6}. \qquad (12.3)$$

Число ударов молнии за год в воздушную электрическую линию длиной l (км) при средней высоте подвеса верхнего провода или троса $h_{ср}$(м) примерно равно:

$$N = n_ч\, l h_{ср} \cdot 10^{-4}. \qquad (12.4)$$

По данным М. В. Костенко число ударов молнии в год в электрическую линию длиной l при горизонтальном расположении проводов равно:

для линий с грозозащитными тросами

$$N = \left(5h_{т,ср} + \frac{h^2_{п,ср}}{30} + b_т\right) l n_ч \cdot 10^{-4}; \qquad (12.5)$$

для линий без тросов

$$N = \left(5h_{п,ср} + \frac{h^2_{п,ср}}{30} + b_п\right) l n_ч \cdot 10^{-4}, \qquad (12.6)$$

где $b_т$ и $b_п$ — соответственно расстояния между крайними тросами и проводами; $h_{т,ср}$ и $h_{п,ср}$ — соответственно средняя высота подвеса тросов и проводов; они могут быть определены так:

$$h_{п,ср} = h_п - \frac{2}{3} f_п$$

и

$$h_{т,ср} = h_т - \frac{2}{3} f_т,$$

где $h_т$, $h_п$ — соответственно высота подвеса тросов и проводов; $f_т$ и $f_п$ — соответственно стрела провеса тросов и проводов.

В зависимости от длины электрической линии и высоты опор среднее число ударов молнии в линию за год колеблется от 250 (для линий

750 кВ) до 5 (для линий 35 кВ). При отсутствии специальной грозозащиты и недостаточной импульсной прочности изоляции линий эти удары молнии в большинстве случаев приводили бы к перекрытию изоляции линий и их отключению, что экономически не оправдано. Допустимые импульсные напряжения для изоляции электрооборудования определяются гарантированной импульсной прочностью, которая установлена несколько ниже импульсных испытательных напряжений (для изоляторов, электрических аппаратов и измерительных трансформаторов примерно на 10—15 %, для силовых трансформаторов — на 25 %).

12.4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

От прямых ударов молнии электроустановки защищают стержневыми и тросовыми молниеотводами. Здания с хорошо заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами. В открытых распределительных устройствах напряжением 110 кВ и выше разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях ОРУ, а в ОРУ 35 кВ рекомендуется установка отдельно стоящих молниеотводов.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода (рис. 12.2) определяется выражением:

$$\frac{r_x}{h-h_x} = p\frac{1{,}6}{1+\frac{h_x}{h}}, \qquad (12.7)$$

где $p=1$, если $h\leqslant 30$ м, и $p=5{,}5/\sqrt{h}$, если $h>30$ м.

Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты (рис. 12.3) находится следующим образом: внешние области зоны — по (12.7), внутренняя область зоны — как дуга окружности, проходящей через вершины молниеотводов и имеющей перигей $h-p\frac{a}{7}$. Наименьшая ширина зоны защиты $2b_x$ находится по кривым, приведенным на рис. 12.4.

Зоны защиты трех и четырех стержневых молниеотводов (рис. 12.5) находятся так: внешние области зоны — как и у одиночных молниеотводов, т. е. по (12.7), а наименьшая ширина зоны b_x — по кривым рис. 12.4. Объект высотой h_x, находящийся внутри многоугольника, будет защищен в том случае, если выполняется условие:

$$D \leqslant 8(h-h_x)p,$$

где D — диаметр окружности, проходящей через вершины треугольника

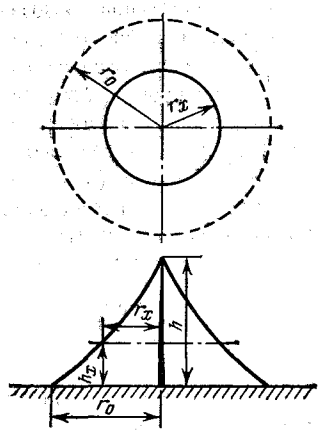


Рис. 12.2. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

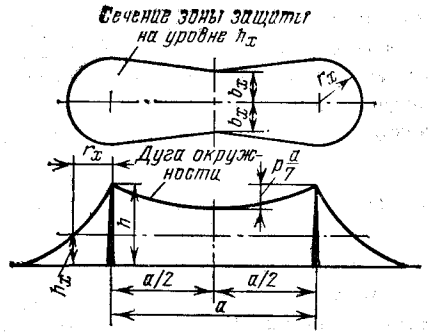


Рис. 12.3. Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты

(в случае трех стержневых молниеотводов), или наибольшая диагональ четырехугольника (в случае четырех стержневых молниеотводов).

Зона защиты одиночного тросового молниеотвода (рис. 12.6) находится, как и для одиночного стержневого молниеотвода, по (12.7), но с измененным коэффициентом в числителе правой части. Так, при высоте подвеса троса $h\leqslant 30$ м вместо коэффициента 1,6 принимается коэффициент 0,8.

Внешняя область защиты двух тросовых молниеотводов (рис. 12.7) находится так же, как для одиночного тросового молниеотвода. Внутренняя область ограничивается дугой окружности, проходящей через тросы и имеющей перигей $h-a/4$. Объект, находящийся между тросами на высоте h_x, будет защищен, если соблюдается условие:

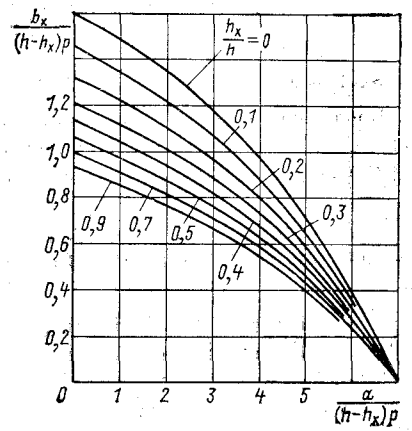


Рис. 12.4. К определению зоны защиты двух стержневых молниеотводов

$$h - h_x \geqslant a/4.$$

При наличии двух стержневых молниеотводов разной высоты или двух тросовых молниеотводов, расположенных на разной высоте (рис. 12.8), зона защиты находится следующим образом: для молниеотвода *1* большей высоты строится зона защиты, как для одиночного молниеотвода, далее проводится горизонталь через вершину меньшего по высоте молниеотвода *2* и определяется вершина фиктивного молниеотвода *3*. Дальнейшее построение ведется, как для двух молниеотводов одинаковой высоты.

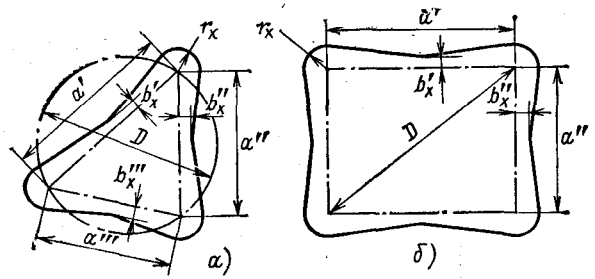


Рис. 12.5. Зона защиты трех *(а)* и четырех *(б)* стержневых молниеотводов

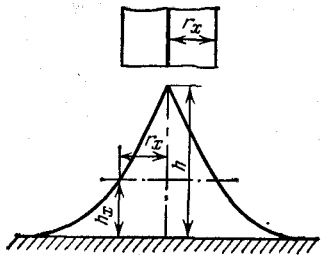


Рис. 12.6. Зона защиты одиночного тросового молниеотвода

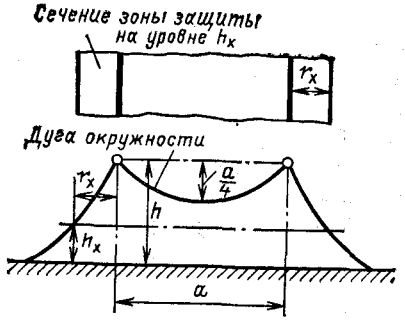


Рис. 12.7. Зона защиты двух тросовых молниеотводов

На практике зону защиты тросовых молниеотводов оценивают по значению защитных углов α, т. е. углов между вертикалью, проходящей через трос, и линией, соединяющей трос и защищаемый провод электрической линии (рис. 12.9). Обычно принимают $\alpha = 20 \div 25°$.

Защищаемый объект должен находиться в зоне защиты молниеотвода (молниеотводов), однако для исключения обратных перекрытий с молниеотвода на защищаемый объект при ударе молнии в молниеотвод защищаемый объект располагают на некотором расстоянии от молниеотвода. Пусть высота молниеотвода равна h, а высота объекта H (рис. 12.10). При ударе молнии в молниеотвод максимальный потенциал (кВ) в точке молниеотвода, находящейся на высоте H(м), будет равен:

$$U_{H,max} \approx I_{\text{м}max} R_{\text{з,имп}} + L\left(\frac{di_{\text{м}}}{dt}\right)_{\text{ср}}, \qquad (12.8)$$

где $R_{\text{з,имп}}$ — сопротивление заземлителя импульсному току, Ом; L — индуктивность молниеотвода от заземлителя до рассматриваемой точ-

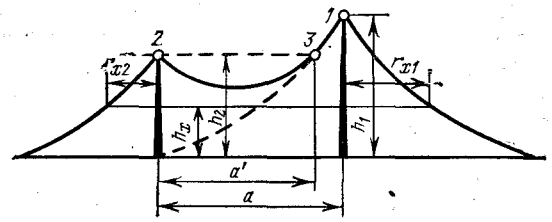


Рис. 12.8. Зона защиты молниеотводов разной высоты

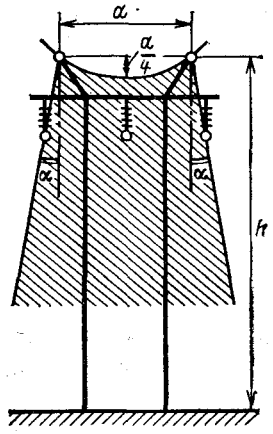


Рис. 12.9. Зона защиты тросового молниеотвода

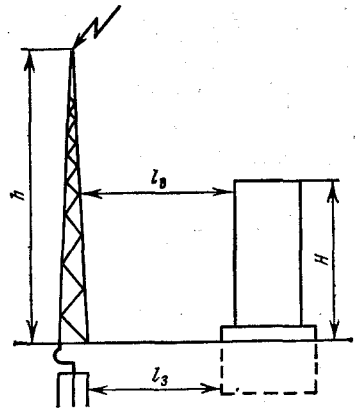


Рис. 12.10. К определению допустимого расстояния между молниеотводом и защищаемым объектом

ки на высоте H, мкГн; $\left(\frac{di_м}{dt}\right)_{ср}$ — средняя крутизна фронта тока молнии, кА/мкс.

При расчетных параметрах тока молнии (см. § 12.3) и $L_0 = 1{,}7$ мкГн/м имеем:

$$U_{H,max} = 150R_{з,имп} + 50H. \quad (12.9)$$

При этом если принять, что допустимая по условиям пробоя средняя напряженность электрического поля в воздухе составляет $E_{в,доп} = 500$ кВ/м, то расстояние от защищаемого объекта до заземлителя, м, должно быть:

$$l_в \geqslant 0{,}3R_{з,имп} + 0{,}1H, \quad (12.10)$$

но не менее 4 м.

Если к опоре с молниеотводом на высоте H подвешены провода электрической линии, то для импульсного разрядного напряжения соответствующих гирлянд изоляторов должно выполняться условие:

$$U_{имп,разр} \geqslant 150R_{з,имп} + 50H. \quad (12.11)$$

Максимальный потенциал на заземлителе при ударе молнии равен:

$$U_{зmax} = I_{мmax} R_{з,имп}. \quad (12.12)$$

Для предотвращения перекрытия с заземлителя на части защищаемого объекта, находящиеся в земле, при допустимой средней напряженности электрического поля в земле $E_{з,доп} = 300$ кВ/м необходимо выполнить условие:

$$l_з \geqslant 0{,}5R_{з,имп}, \quad (12.13)$$

но не менее 7 м.

12.5. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Волны грозовых перенапряжений, возникающие во время грозы в электрических линиях, распространяются по сети и воздействуют на изоляцию как самих линий, так и электрооборудования электрических станций и подстанций.

Защита электроустановок от грозовых перенапряжений осуществляется разрядниками. Простейшим типом разрядника является искровой промежуток, состоящий из двух электродов, один из которых подсоединяется к защищаемому объекту, а второй — к заземлителю. Искровой промежуток пробивается при появлении на нем напряжения, превышающего его импульсное разрядное напряжение. Искровой промежуток срезает волну перенапряжения, проходящую с линии, и тем самым

защищает оборудование электроустановки от пробоя или перекрытия. Однако разрядная характеристика искрового промежутка нестабильна; она зависит как от состояния электродов, так и от внешних атмосферных условий. Кроме того, срабатывание искрового промежутка приводит к появлению опасного короткого замыкания в сети и, следовательно, требует отключения соответствующих элементов электроустановки, что нежелательно. Из-за этого искровые промежутки используются ограниченно и только в качестве дополнительных средств защиты изоляции от перенапряжений. Основным же средством защиты от грозовых перенапряжений являются грозозащитные разрядники. В энергосистемах используют разрядники двух типов: трубчатые и вентильные. Трубчатые разрядники просты по конструкции и относительно дешевы. Они устанавливаются на линиях, на подходах к подстанциям и используются для защиты изоляции электрических линий, а также в качестве дополнительных средств защиты подстанционной изоляции. Вентильные разрядники являются более совершенными, но и более дорогими аппаратами. Они используются для защиты подстанционной изоляции и устанавливаются: на сборных шинах электроустановок, если к этим шинам подключены воздушные электрические линии; на выводах высшего и среднего напряжения автотрансформаторов; в цепях силовых трансформаторов и отдельных линий, если разрядники, установленные на шинах, не обеспечивают должной защиты оборудования; в нейтралях силовых трансформаторов 110—220 кВ, допускающих работу с изолированной нейтралью.

Следует отметить, что по условиям защиты изоляции к генераторам мощностью более 15 МВ·А и к синхронным компенсаторам мощностью более 20 МВ·А запрещается непосредственное (без разделительного трансформатора) подключение воздушных электрических линий.

Трубчатый разрядник состоит из газогенерирующей трубки из фибры (у разрядников типа РТ) или винипласта (у разрядников типа РТВ), внутреннего дугогасящего промежутка и внешнего искрового промежутка. При срабатывании разрядник пропускает не только импульсный ток перенапряжения, но и сопровождающий ток промышленной частоты. Разрядник должен быть способен погасить дугу во внутреннем промежутке при прохождении сопровождающего тока через нуль. Недостатком трубчатых разрядников является наличие нижнего и верхнего пределов допустимого сопровождающего тока, ограничивающих область надежного гашения дуги.

Для эффективной защиты изоляции электроустановок от перенапряжений требуется, чтобы импульсная вольт-секундная характеристи-

ка изоляции во всех точках лежала выше соответствующей характеристики разрядника. Трубчатые разрядники имеют крутые вольт-секундные характеристики (рис. 12.11) и поэтому не пригодны для защиты изоляции трансформаторов, выключателей и электрических машин, имеющих относительно пологие вольт-секундные характеристики изоляции. Необходимыми в этих случаях характеристиками обладают вентильные разрядники (рис. 12.11). Такие разрядники имеют многократный искровой промежуток и включенный последовательно с ним резистор из вилита или тервита с нелинейной рабочей характеристикой, помещенный в герметизированный фарфоровый цилиндр.

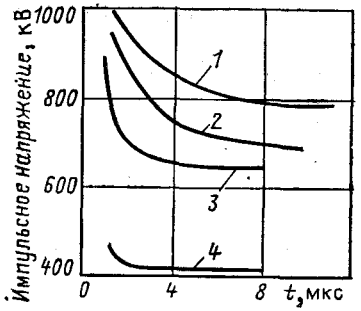


Рис. 12.11. Импульсные вольт-секундные характеристики:

1 — изоляции электрической линии; *2* — трубчатого разрядника; *3* — силового трансформатора; *4* — вентильного разрядника

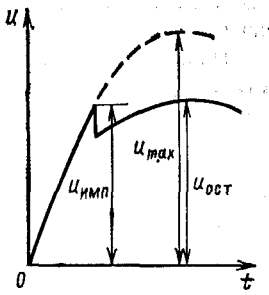


Рис. 12.12. Работа вентильного разрядника

В энергосистемах используют вентильные разрядники типов РВС (разрядник вентильный станционный), РВП (разрядник вентильный подстанционный), РВМ (разрядник вентильный магнитный), РВМГ (разрядник вентильный с магнитным гашением), РВМК (разрядник вентильный с магнитным гашением дуги, комбинированный) и РВВМ (разрядник вентильный для вращающихся машин).

Согласно ГОСТ 16357—83 разрядники по назначению разделяют на четыре группы: I (тяжелого режима) — для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений; II, III, IV (легкого режима) — в основном для защиты от грозовых перенапряжений.

Основными параметрами вентильных разрядников являются: импульсное пробивное напряжение $u_{имп}$, остающееся напряжение на разряднике $u_{ост}$ при прохождении через него импульсного тока (рис. 12.12), предельное значение сопровождающего тока, который разрядник

способен оборвать, и напряжение гашения $U_{гаш}$. Под напряжением гашения разрядника понимают наибольшее напряжение промышленной частоты, при котором разрядник надежно обрывает сопровождающий ток.

Остающееся напряжение является основной величиной при координации подстанционной изоляции. Расчетное значение амплитуды волны грозового перенапряжения $u_{расч}$ (кВ), равное гарантированной импульсной прочности изоляции $u_{имп,гар}$, должно удовлетворять условию:

$$u_{расч} = u_{имп,гар} = 1{,}1u_{ост} + 15. \qquad (12.14)$$

Предельное значение сопровождающего тока $i_{сопр\,max}$ для разрядников типа РВС равно 80—100 А, а для разрядников типа РВМГ — 250 А.

Напряжение гашения разрядников для сетей с различным режимом нейтралей должно удовлетворять условию:

$$U_{гаш} = K_з U_{ном}.$$

Сети с эффективным заземлением нейтралей имеют $K_з = 0{,}8$, поэтому в них устанавливают так называемые 80 %-ные разрядники. В сетях 3—35 кВ, где $K_з = 1$, устанавливают 100 %-ные разрядники.

Защита электроустановок от внутренних перенапряжений осуществляется с использованием различных методов и средств. Прежде всего стараются ограничить значение внутренних перенапряжений. Это может быть достигнуто: схемными мероприятиями (режим нейтралей, использование блочных схем без выключателей на стороне высшего напряжения, ограничение минимального числа генераторов, постоянно подключенных к сети, установка реакторов поперечной компенсации и т. п.); внедрением устройств релейной защиты и автоматики, ограничивающих как значение, так и длительность перенапряжений; установкой в выключателях резисторов, шунтирующих контакты (см. гл. 7), что приводит к ограничению внутренних перенапряжений при переходных процессах. Для защиты электроустановок от внутренних перенапряжений при переходных процессах используют также вентильные разрядники. Условия работы таких разрядников (обычно их называют коммутационными) существенно отличаются от условий работы грозозащитных разрядников. Коммутационные разрядники должны длительно пропускать и затем обрывать токи примерно 1,5 кА при перенапряжениях установившегося режима $(1{,}5—2)U_{ф,ном}$. Грозозащитные разрядники должны быть способны пропустить кратковременный большой импульсный ток и погасить дугу сопровождающего тока при напряжениях в сети $(1{,}2—1{,}3)$ $U_{ф,ном}$. Таким образом, требования к коммутационным разрядникам в отношении их пропускной и дугогасящей способ-

Номинальное напряжение, кВ	Тип опор на подходах ВЛ к РУ и подстанциям	Длина защищаемого тросом подхода ВЛ с повышенным защитным уровнем, км	Наибольшие допустимые расстояния до силовых трансформаторов: Тупиковые РУ — Разрядники III группы 1×РВС	2×РВС	Разрядники II группы 1×РВМГ	2×РВМГ	РУ с двумя постоянно включенными ВЛ — Разрядники III группы 1×РВС	2×РВС	Разрядники II группы 1×РВМГ	2×РВМГ
35	Портальные опоры (в том числе деревянные с РТ в начале подхода)	0,5	20	30	—	—	30	40	—	—
		1,0	40	60	—	—	50	100	—	—
		1,5	60	90	—	—	80	120	—	—
		2,0	75	110	—	—	100	150	—	—
	Одностоечные опоры (металлические и железобетонные)	1,0	20	30	—	—	30	40	—	—
		1,5	30	50	—	—	50	60	—	—
		2,0	45	70	—	—	70	90	—	—
110	Портальные опоры (в том числе деревянные с РТ в начале подхода)	1,0	30	50	40	100	50	70	60	120
		1,5	50	80	70	150	70	90	80	160
		2,0	70	110	90	180	80	120	100	200
		2,5	90	165	120	220	95	150	125	250
		3,0	100	180	150	250	110	200	160	250
	Одностоечные опоры (металлические и железобетонные)	1,0	15	20	20	50	20	30	30	75
		1,5	30	55	40	80	40	60	50	100
		2,0	50	75	70	120	60	90	70	150
		2,5	65	100	90	160	70	115	100	200
		3,0	80	140	120	200	80	140	130	250
150—220	Портальные опоры	2,0	— / 30	— / 70	20 / 60	65 / 80	— / 50	— / 90	60 / 70	100 / 130
		2,5	— / 40	— / 90	35 / 80	75 / 100	— / 70	— / 120	70 / 90	140 / 170
		3,0	— / 50	— / 110	80 / 90	100 / 120	— / 90	— / 150	90 / 120	170 / 200
	Одностоечные опоры (металлические и железобетонные)	2,0	— / 20	— / 50	10 / 40	35 / 60	— / 30	— / 50	35 / 50	60 / 80
		2,5	— / 30	— / 70	15 / 60	70 / 80	— / 45	— / 80	65 / 80	90 / 110
		3,0	— / 40	— / 90	40 / 85	90 / 100	— / 60	— / 100	85 / 100	110 / 130

Примечание. Расстояния до силовых трансформаторов 150—220 кВ с уровнем изоляции по ГОСТ 1516—73 — в знаменателе.

Таблица 12.7

от вентильных разрядников до защищаемого оборудования напряжением 35—220 кВ, м

до силовых трансформаторов: РУ с тремя и более постоянно включенными ВЛ — Разрядники III группы 1×РВС	2×РВС	Разрядники II группы 1×РВМГ	2×РВМГ	до остального оборудования: Тупиковые РУ — Разрядники III группы 1×РВС	2×РВС	Разрядники II группы 1×РВМГ	2×РВМГ	РУ с двумя и более постоянно включенными ВЛ — Разрядники III группы 1×РВС	2×РВС	Разрядники II группы 1×РВМГ	2×РВМГ
35	45	—	—	25	40	—	—	30	50	—	—
90	120	—	—	75	100	—	—	100	150	—	—
120	150	—	—	100	130	—	—	125	200	—	—
150	180	—	—	125	150	—	—	150	200	—	—
40	50	—	—	40	60	—	—	50	100	—	—
60	70	—	—	60	90	—	—	80	120	—	—
90	100	—	—	70	120	—	—	90	150	—	—
70	90	80	125	120	140	130	180	180	150	140	190
90	110	100	175	140	170	150	200	200	200	180	200
110	135	120	250	170	200	180	220	200	200	200	220
125	180	135	250	190	200	220	250	200	200	220	250
140	200	170	250	200	200	250	250	200	200	250	250
30	40	40	100	70	90	80	110	100	130	120	170
50	70	60	130	110	130	120	160	150	180	160	200
70	100	90	190	120	150	140	180	200	200	180	250
80	125	120	250	130	200	160	230	200	200	200	250
95	150	140	250	150	200	180	250	200	200	220	250
— / 90	— / 120	90 / 110	110 / 140	90	160	100	210	150	220	200	280
— / 110	— / 160	100 / 130	150 / 190	110	180	120	250	170	280	250	350
— / 120	— / 200	120 / 150	180 / 220	120	200	160	280	190	310	270	400
— / 50	— / 70	45 / 65	65 / 80	60	90	75	130	90	120	100	150
— / 70	— / 100	80 / 95	90 / 110	80	120	100	180	120	160	140	220
— / 85	— / 130	100 / 120	120 / 140	100	160	140	230	150	200	180	300

уровнем изоляции по ГОСТ 1516.1—76* указаны в числителе, с повышенным

Таблица 12.8

Тип подстанции, количество ВЛ	Количество комплектов вентильных разрядников, тип, место установки	Длина защищенного подхода ВЛ с повышенным защитным уровнем, км	Наибольшие допустимые расстояния от вентильных разрядников до защищаемого оборудования напряжением 330 кВ, м					
			до силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов		до трансформаторов напряжения		до остального электрооборудования	
			Портальные опоры	Одностоечные опоры с двумя тросами	Портальные опоры	Одностоечные опоры с двумя тросами	Портальные опоры	Одностоечные опоры с двумя тросами
Тупиковая, по схеме блока трансформатор — линия	Один комплект вентильных разрядников II группы у силового трансформатора	2,5	45	—	75	—	130	100
		3,0	70	20	90	30	140	110
		4,0	100	50	115	85	150	130
То же	Два комплекта вентильных разрядников II группы: один комплект у силового трансформатора; второй в линейной ячейке	2,5	70	—	250*	—	330*	235*
		3,0	120	20	320*	100	380*	270*
		4,0	160	90	400*	250	450*	340*
Тупиковая, по схеме объединенного блока	Два комплекта вентильных разрядников II группы на трансформаторных присоединениях	2,0	70	—	210	—	335	280
		2,5	110	20	240	100	340	320
		3,0	150	65	260	200	355	340

Проходная с двумя ВЛ и одним трансформатором по схеме треугольника	Один комплект вентильных разрядников II группы у силового трансформатора	2,0	80	—	160	—	390	300
		2,5	110	50	210	120	410	350
		3,0	150	80	250	150	425	380
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме мостика	Два комплекта вентильных разрядников II группы у силовых трансформаторов	2,0	60	—	320	—	420	300
		2,5	80	20	400	260	500	360
		3,0	130	60	475	310	580	415
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме четырехугольника	То же	2,0	150	—	500	—	1000	1000
		2,5	200	80	700	320	1000	1000
		3,0	240	140	750	470	1000	1000
С тремя ВЛ и двумя трансформаторами	То же	2,0	150	40	960	—	1000	1000
		2,5	220	80	1000	400	1000	1000
		3,0	300	140	1000	1000	1000	1000
С тремя ВЛ и одним трансформатором	Один комплект вентильных разрядников II группы у силового трансформатора	2,0	100	30	700	—	1000	1000
		2,5	175	70	800	200	1000	1000
		3,0	250	100	820	700	1000	1000

* От разрядников, установленных у силовых трансформаторов.

Таблица 12.9

Тип подстанции, количество ВЛ	Количество комплектов вентильных разрядников, тип, место установки	Наибольшие допустимые расстояния от вентильных разрядников, до защищаемого оборудования напряжением 500 кВ, м		
		до силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов	до трансформаторов напряжения	до остального электрооборудования
Тупиковая, по схеме блока трансформатор — линия	Два комплекта вентильных разрядников II группы: один комплект у силового трансформатора, второй в линейной ячейке или на реакторном присоединении	95	150/700	150/700
Проходная, с двумя ВЛ и одним трансформатором по схеме треугольника	Два комплекта вентильных разрядников II группы: один комплект у силового трансформатора, второй на шинах, в линейной ячейке или на реакторном присоединении	130	350/700	350/900

Продолжение табл. 12.9

Тип подстанции, количество ВЛ	Количество комплектов вентильных разрядников, тип, место установки	Наибольшие допустимые расстояния от вентильных разрядников до защищаемоео оборудования напряжением 500 кВ, м		
		до силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов	до трансформаторов напряжения	до остального электрооборудования
Проходная, с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме четырехугольника	Два комплекта вентильных разрядников II группы у силовых трансформаторов	160	350	800
С тремя ВЛ и двумя трансформаторами	То же	240	450	900
С тремя ВЛ и одним трансформатором	Один комплект вентильных разрядников II группы у силового трансформатора	175	400	600

Примечание. В числителе — допустимое расстояние до ближайшего вентильного разрядника, в знаменателе — до разрядника, установленного у силового трансформатора.

ности выше аналогичных требований к грозозащитным разрядникам. Грозозащитные вентильные разрядники типа РВС с рабочим резистором из вилита имеют недостаточную пропускную способность, поэтому они с помощью искровых промежутков отстраиваются от внутренних перенапряжений. Нижний предел пробивного напряжения при промышленной частоте устанавливается не ниже 2,7 $U_{раб,нб}$.

Магнитно-вентильные разрядники на напряжения до 220 кВ включительно имеют по сравнению с разрядниками типа РВС больший диаметр вилитовых дисков и соответственно вдвое большую пропускную способность. Они способны ограничивать как грозовые, так и большинство внутренних перенапряжений. Для электрических сетей 330—750 кВ разработаны магнитно-вентильные разрядники с еще большей пропускной способностью. Рабочий резистор у них выполнен из тервита. Эти разрядники получили название комбинированных магнитно-вентильных разрядников (тип РВМК), так как имеют комбинированную вольтамперную характеристику: при токах до 1,5 кА она соответствует характеристике коммутационного разрядника, а при токах более 1,5 кА— характеристике грозозащитного разрядника. Переход с одной характеристики на другую осуществляется за счет дополнительного искрового промежутка, шунтирующего часть (около 40 %) рабочего резистора. Наличие комбинированной характеристики позволяет разрядникам типа РВМК одновременно выполнять функции коммутационного и грозозащитного разрядника.

Максимальное напряжение на подстанционном электрооборудовании при грозовых и коммутационных перенапряжениях зависит от крутизны фронта набегающей волны, характеристики разрядника, а также от расстояния между разрядником и защищаемым электрооборудованием. Согласно ПУЭ наибольшие расстояния от разрядников, устанавливаемых на сборных шинах или трансформаторных присоединениях, до защищаемого оборудования не должны превышать значений, указанных в табл. 12.7—12.9.

Для защиты электроустановок от внутренних и грозовых перенапряжений разработаны и в последнее время широко внедряются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) на основе окиси цинка, имеющие лучшие характеристики, чем вентильные разрядники. Использование ОПН в РУ 110—750 кВ электростанций и подстанций позволило существенно сократить площади ОРУ (до 15—25 %). Ограничители перенапряжений находят также применение в электрических сетях более низких напряжений, в том числе в сетях собственных нужд электростанций для защиты электродвигателей от перенапряжений.

12.6. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Заземляющие устройства представляют собой электротехнические устройства, предназначенные для создания надежных и обладающих небольшим сопротивлением заземлений определенных частей электрических машин, электрических аппаратов, токопроводов и молниеотводов с целью обеспечения принятых режимов работы электроустановок, защиты их персонала от поражения электрическим током, выполнения грозозащиты и защиты от перенапряжений. Соответственно различают рабочее, защитное и грозозащитное заземления.

Рабочее заземление необходимо для обеспечения нормальной работы электроустановки, ее частей и сети в соответствии с принятым для них режимом функционирования (см. § 3.3). К рабочему заземлению относятся заземления нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, реакторов поперечной компенсации на длинных электрических линиях, измерительных трансформаторов напряжения и т. п.

Защитное заземление необходимо для обеспечения безопасности персонала при обслуживании электроустановки. К защитному заземлению относятся заземления внешних металлических частей электрических машин, трансформаторов, электрических аппаратов и токопроводов, в нормальном режиме не находящихся под напряжением. При эксплуатации к этим частям могут прикасаться люди, несмотря на то, что при возможном пробое изоляции на них может появиться напряжение. К защитному заземлению относится также заземление в одной точке вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения.

Грозозащитное заземление необходимо для обеспечения эффективной защиты электроустановок от грозовых перенапряжений. К грозозащитному заземлению относятся заземления стержневых и тросовых молниеотводов, металлических крыш зданий и сооружений, металлических и железобетонных опор электрических линий и порталов распределительных устройств, заземления искровых промежутков и разрядников.

Обычно для выполнения всех трех типов заземлений электроустановки используют одно заземляющее устройство. Оно состоит из заземлителя, непосредственно соприкасающегося с землей, и системы проводников, соединяющих заземляемые элементы с заземлителем. Различают естественные и искусственные заземлители. К первым относят: находящиеся в земле металлические трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов; стальные и свинцовые оболочки кабелей, обсадные трубы артезианских скважин, металлические и железобетонные фундаменты зданий и сооружений и т. п., используемые для отвода тока в

землю. Вторые представляют собой специально помещенные (зарытые) в землю системы жестко связанных (электрически) вертикальных и горизонтальных проводников, служащих для проведения тока в землю. Часто в электроустановках используются и те и другие заземлители, включенные параллельно.

Искусственные заземлители, как правило, выполняют контурными, т. е. их сооружают по контуру электроустановки. Такие заземлители обязательны для установок напряжением выше 1 кВ и рекомендуются для установок напряжением до 1 кВ. В отдельных случаях для установок напряжением до 1 кВ допускается использование выносных заземлителей, сооружаемых на некотором удалении от электроустановки, если это технически и экономически оправдано.

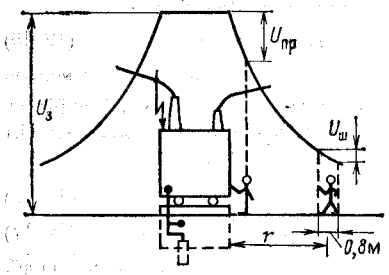


Рис. 12.13. Напряжения шага и прикосновения

Контурные заземлители имеют вертикальные стальные электроды длиной 2—20 м (в зависимости от местных условий), которые располагают по периметру электроустановки или распредустройства (на их территории, обычно на расстоянии примерно 3 м от внешнего ограждения). Электроды заглубляют так, чтобы их верхний конец был ниже поверхности земли на 0,5—0,7 м. На этом же уровне к электродам сваркой присоединяют проводники, образующие металлическую сетку с шагом не более 6 м из круглых или прямоугольных стальных проводников. Такая сетка предназначена для выравнивания потенциала на поверхности земли в пределах контурного заземлителя. ПУЭ регламентируют наименьшие размеры стальных заземлителей и заземляющих проводников, проложенных в земле, в зданиях и в наружных установках. Так, при прокладке в земле круглые проводники должны иметь диаметр не менее 6 мм, проводники прямоугольного сечения — сечение не менее 48 мм² и толщину не менее 4 мм. Толщина полок угловой стали и толщина прямоугольных заземлителей должна быть не менее 4 мм, а толщина стенок стальных труб — не менее 3,5 мм.

Основное требование к заземлителю сводится к тому, чтобы он при умеренной стоимости обладал по возможности более низким и стабильным (во времени и при изменении атмосферных условий) сопротивлением растеканию тока в земле. Чем ниже стационарное сопротивление $R_з$ и импульсное сопротивление $R_{з,имп}$ заземлителя, тем эффективнее он выполняет свои функции рабочего, защитного и грозозащитного заземлений, тем меньше оказывается потенциал заземлителя при стекании с него тока. Это обстоятельство, в свою очередь, при прочих одинаковых условиях ведет к снижению шагового напряжения $U_ш$ и напряжения прикосновения $U_{пр}$ (рис. 12.13) и, следовательно, делает более безопасным обслуживание электроустановки. Однако чрезмерное снижение сопротивления заземлителя, например, путем прокладки на территории подстанций сплошного металлического листа и увеличения числа вертикальных заглубленных электродов технически нецелесообразно и не может быть оправдано экономически.

Для заземлителей справедливы следующие соотношения:

$$R_{з,имп} = \alpha_{имп} R_з, \qquad (12.15)$$

где $\alpha_{имп}$ — импульсный коэффициент; у сосредоточенных заземлителей, к которым относятся заземлители, имеющие линейные размеры не выше 200—300 м, $\alpha_{имп} < 1$, у протяженных заземлителей $\alpha_{имп}$ может быть как больше, так и меньше единицы;

$$U_з = I_з R_з; \qquad (12.16)$$

$$u_{з,имп} = i_{з,имп} R_{з,имп}. \qquad (12.17)$$

Если для конкретных условий известна расчетная кривая распределения потенциала поверхности земли вокруг заземлителя, то можно найти зависимости $U_ш = f(U_з, r)$ и $U_{пр} = \psi(U_з)$.

При определении шагового напряжения и напряжения прикосновения расчетную длину шага и расчетное расстояние человека от касаемого им оборудования обычно принимают равным 0,8 м.

Как видно из рис. 12.13, наибольшее напряжение шага имеет место вблизи поврежденного оборудования. С учетом параметров шунтирующей цепи оборудование — человек — земля реальные напряжения прикосновения и шага, приложенные к телу человека, меньше определенных в соответствии с рис. 12.13.

Действующие ПУЭ не нормируют допустимые напряжения прикосновения и шага, но нормируют максимально допустимое значение сопротивления заземляющих устройств (которое при сосредоточенных заземлителях практически равно сопротивлению заземлителя). Согласно ПУЭ сопротивление заземляющих устройств, Ом, должно быть:

а) в электроустановках напряжением выше 1 кВ сетей с эффективным заземлением нейтрали

$$R_з \leqslant 0{,}5; \qquad (12.18)$$

б) в электроустановках напряжением выше 1 кВ сетей с незаземленной или резонансно-заземленной нейтралью

$$R_з \leqslant 250/I_з, \qquad (12.19)$$

но не более 10 Ом; здесь $I_з$ — ток замыкания на землю, А.

Если заземляющее устройство одновременно используется также для установок до 1 кВ, то

$$R_з \leqslant 125/I_з; \qquad (12.20)$$

в) в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали суммарное сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генераторов или трансформаторов, должно быть не более 2, 4 и 8 Ом в сетях соответственно 660, 380 и 220 В, причем сопротивление заземлителя, расположенного вблизи нейтрали генератора или трансформатора, должно быть соответственно не более 15, 30 и 60 Ом. Для воздушных линий этих напряжений аналогичные параметры должны быть не более 5, 10, 20 Ом и 15, 30, 60 Ом;

г) в электроустановках до 1 кВ с незаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом. При единичной или суммарной мощности генераторов и трансформаторов сети не более 100 кВ·А сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом.

В последнее время, особенно в связи с выявившейся трудностью создания (в отдельных регионах с ухудшенными параметрами грунта — земли) заземляющих устройств, нормированных по допустимому сопротивлению заземления, внесены предложения по изменению критерия качества заземляющих устройств. Предлагается их нормировать по физически более ясному с точки зрения безопасности людей и животных критерию — допустимому напряжению прикосновения или предельно допустимому нефибрилляционному току.

На основании многочисленных проведенных исследований выявлено, что пороговый, ощутимый людьми ток составляет примерно 0,5 мА, а пороговый неотпускающий ток примерно 10 мА. При токах до 10 мА человек способен отдернуть часть тела, коснувшуюся элемента электроустановки, находящегося под напряжением. При токах более 10 мА вплоть до порогового тока фибрилляции у человека, коснувшегося элемента электроустановки, находящегося под напряжением, возникают судороги, сжатие кистей рук и он оказывается не в состоянии отсоединиться от электроустановки. При токах, равных или больших порогового тока, у человека возникает фибрилляция (т. е. неупорядоченное сокращение) сердца, судороги, ожоги и может наступить клиническая смерть. Отсюда безопасным для людей можно признать ток в 10 мА (некоторые исследователи считают, что безопасный ток для мужчин 9 мА, а для женщин 6 мА).

Секция электробезопасности научного совета по охране труда Госкомитета СССР по науке и технике и ВЦСПС на основании результатов исследований рекомендовала в качестве общесоюзных временных

норм значения предельно допустимых нефибрилляционных токов $I_{нефибр}$ и допустимых напряжений прикосновения $U_{пр,доп}$, указанные в табл. 12.10.

Таблица 12.10

Частота сети, Гц	Нормируемая величина	Продолжительность воздействия тока, с										
		0,01—0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
50	$I_{нефибр}$, мА	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50
	$U_{пр. доп}$, В	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50
400	$I_{нефибр}$, мА	—	500	500	330	250	200	170	140	130	110	100
	$U_{пр. доп}$, В	—	500	500	330	250	200	170	140	130	110	100
0 (постоянный ток)	$I_{нефибр}$, мА	—	500	400	340	280	250	230	210	190	165	150
	$U_{пр. доп}$, В	—	500	400	340	280	250	230	210	190	165	150

Как видно, в электрических сетях повышенной частоты и в сетях постоянного тока нормированные значения величин выше, чем в сети переменного тока 50 Гц, особенно при больших продолжительностях воздействия тока. Из табл. 12.10 также видно, что допустимое напряжение прикосновения рассчитано при условии, что сопротивление тела человека равно 1 кОм, что может не соответствовать реальным условиям, поскольку многочисленные эксперименты выявили диапазон изменения сопротивления тела человека при различных внутренних и внешних условиях, составляющий 600 Ом — 100 кОм. Поэтому более определяющим при нормировании следует признать предельно допустимый нефибрилляционный ток.

Интересные исследования проведены в ГДР по определению допустимых токов $I_{доп}$ и расчетных сопротивлений тела животных $R_ж$, контактирующих с электроустановками (табл. 12.11).

Следует отметить, что переход к нормированию параметров заземляющих устройств по допустимому значению напряжения прикосновения объективно ведет к снижению требований к сопротивлению заземления заземляющих устройств, что должно быть тщательно учтено и проанализировано с позиций электробезопасности при проектировании и сооружении заземляющих устройств.

Таблица 12.11

t, с	Свиньи и овцы		Крупный рогатый скот		Все животные
	$I_{доп}$, мА	$R_ж$, Ом	$I_{доп}$, мА	$R_ж$, Ом	$U_{доп}$, В
⩽0,06	950	190	1200	150	180
0,2	750	200	950	158	150
1,0	150	300	225	200	45
4,0	100	300	150	200	30
⩾10,0	80	300	120	200	24

Глава тринадцатая
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

13.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Энергетические системы являются основой энергоснабжения для большинства потребителей электрической и тепловой энергии. Задача энергосистем состоит в надежном, бесперебойном удовлетворении потребностей народного хозяйства и населения в электрической и тепловой энергии надлежащего качества при минимальных народнохозяйственных затратах.

Энергетические системы подразделяют на районные (РЭС), обслуживающие потребителей определенного района, и объединенные (ОЭС), объединяющие ряд примыкающих друг к другу районных энергосистем и обслуживающие потребителей территориально-промышленного комплекса. Единая энергетическая система СССР (ЕЭС СССР), создание которой интенсивно продолжается, объединит все энергосистемы страны как европейской, так и азиатской части. В настоящее время в СССР функционируют 97 районных и 11 объединенных энергосистем.

Энергосистемы условно подразделяют на избыточные, дефицитные и самобалансирующиеся в зависимости от соотношения установленной (или рабочей) мощности их электростанций и своей нагрузки. Основные характеристики объединенных энергосистем и ЕЭС СССР на конец 1980 г. даны в табл. 13.1, а структура электрических линий напряжением 110 кВ и выше ОЭС, входящих в ЕЭС (то же на конец 1980 г.),— в табл. 13.2.

Таблица 13.1

ОЭС	Основные характеристики объединенных энергосистем и ЕЭС СССР					
	Установленная мощность				W год, млрд. кВт·ч	$P_{нг\ max}$, млн. кВт
	всего, млн. кВт	в том числе, %, на				
		ТЭС	ГЭС	АЭС		
Центра	39,2	79,4	9,4	11,2	197,2	35,1
Средней Волги	15,8	73,8	25,7	0,5	77,8	12,8
Урала	30,8	91,4	5,7	2,9	188,1	26,8
Северо-Запада	25,9	69,2	15,8	15	130	19,1
Юга	44,6	85,4	9,1	5,5	249,8	34,1
Северного Кавказа	10	80,6	19,4	—	49	7,9
Закавказья	10,5	54,5	37,7	7,8	43	6,7
Казахстана	8,9	88,2	11,8	—	44,4	7,4
Сибири	35,1	46,8	53,2	—	162,7	24
Отдельные энергосистемы, работающие параллельно с ЕЭС СССР	2,6	100	—	—	10,7	1,9
Итого по ЕЭС СССР	223,4	75	19,4	5,6	1152,7	171,7
Средней Азии	18,4	64,8	35,2	—	71,7	11,1
Востока	7,2	73,3	26,7	—	27,8	5,0*
Итого по всем ОЭС	249	74,3	20,7	5	1252,2	—

* Сумма максимумов нагрузки энергосистем и энергорайонов зоны ОЭС Востока.

Характерными для энергосистем являются следующие положения:

1) равенство частоты во всех узлах системы в любой момент времени;

2) принципиальное неравенство по модулю или по фазе напряжений различных узлов при наличии между ними перетоков мощности;

3) баланс в каждый данный момент времени активных мощностей источников и потребителей

$$P_г = P_{нг} + P_{пот} + P_{СН}, \qquad (13.1)$$

где $P_г$ — активная мощность, генерируемая источниками электроэнергии; $P_{нг}$ — мощность, потребляемая нагрузкой (потребителями электроэнергии); $P_{пот}$ — потери мощности в сетях; $P_{СН}$ — потребление мощности на собственные нужды электростанций (технологический расход).

Увеличение в определенных пределах мощности нагрузки сверх располагаемой мощности электростанций ведет к снижению частоты в

Таблица 13.2

ОЭС	Протяженность электрических линий, тыс. км, напряжением, кВ								Суммарная протяженность, км
	800 (ППТ)*	750	500	400	330	220	150	110	
Центра	0,23	0,99	6,89	—	1,57	15,6	—	48,96	74,28
Средней Волги	—	—	1,8	—	—	5,35	—	22,1	29,25
Урала	—	—	4,89	—	—	10,91	0,27	46,28	62,35
Северо-Запада	—	—	—	0,08	8,14	4,52	2,12	32,58	47,44
Юга	0,25	1,87	0,17	0,55	10,69	4,2	7,2	29,58	54,51
Северного Кавказа	—	—	0,49	—	2,16	3,79	—	18,15	24,59
Закавказья	—	—	0,38	—	1,07	3,33	—	9,63	14,41
Казахстана	—	—	2,7	—	—	6,87	—	19,64	29,21
Сибири	—	—	5,8	—	—	15,19	—	34,86	55,85
Отдельные энергосистемы, работающие параллельно с ЕЭС СССР	—	—	—	—	—	2,89	—	7,2	10,07
Итого по ЕЭС СССР	0,48	2,86	23,12	0,63	23,63	72,63	9,59	268,98	401,92

* Передача постоянного тока.

системе, поскольку баланс мощности по (13.1) с учетом регулирующего эффекта нагрузки наступает при пониженной частоте. При чрезмерном увеличении нагрузки может быть нарушена устойчивость работы отдельных генераторов, электростанций и даже энергосистемы в целом. При уменьшении нагрузки частота в системе может возрастать до тех пор, пока регуляторы частоты электростанций не обеспечат баланс мощностей по (13.1) при номинальной частоте сети;

4) баланс в каждый данный момент времени реактивных мощностей источников и потребителей

$$Q_г = Q_{нг} + Q_{пот} + Q_{сн}. \qquad (13.2)$$

Увеличение реактивной мощности нагрузки ведет к снижению напряжения в узлах сети, и наоборот, снижение реактивной нагрузки вызывает рост напряжения в узлах сети. Имеющиеся в энергосистемах регулируемые источники реактивной мощности должны обеспечивать поддержание напряжения в узлах сети (при изменении их нагрузки) в заданных пределах, определяемых требованиями к качеству напряжения.

Управление энергетикой страны в целом осуществляет союзно-республиканское Министерство энергетики и электрификации СССР (Минэнерго СССР). Во всех союзных республиках имеются соответствующие министерства или главные управления энергетики и электрификации. Оперативное управление энергетикой осуществляют диспетчерские управления и службы, а также дежурный персонал энергоустановок. Диспетчерское управление охватывает четыре уровня территориальной иерархии:

а) центральное диспетчерское управление (ЦДУ ЕЭС СССР), осуществляющее управление единой энергетической системой СССР;

б) объединенные диспетчерские управления, осуществляющие управление объединенными энергетическими системами;

в) диспетчерские службы энергосистем, осуществляющие управление районными энергосистемами;

г) дежурный персонал электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей, обеспечивающий управление сответствующей энергоустановкой.

Из-за сложности, многофакторности и многосвязности задач управления энергетикой в настоящее время разрабатывается, опробуется и внедряется многоуровневая автоматизированная система диспетчерского управления. Ее задачами, в частности, являются: автоматическое управление (в темпе процесса); оперативное управление (минуты — сутки); краткосрочное планирование (сутки — неделя); долгосрочное планирование (месяц — сезон — год); перспективное прогнозирование (несколько лет).

Системы управления, в том числе автоматизированные, должны обеспечивать надежность работы или функционирования энергосистем, т.е. должны обеспечивать сохранность энергетического оборудования, надежность энергоснабжения потребителей и живучесть энергосистем и энергообъединений при аварийных ситуациях. При этом должно быть обеспечено качественное управление нормальными, аварийными и послеаварийными режимами энергосистем и их элементов.

Важными вопросами при планировании режимов работы и обеспечении качественного функционирования энергосистем являются, в частности, следующие:

а) определение и обеспечение оптимального долевого участия электростанций различного типа в покрытии суммарной нагрузки энергосистем;

б) определение размера, обеспечение ввода и распределение по энергосистеме основной и резервной мощностей;

в) оптимальное распределение активной нагрузки между электростанциями и их агрегатами;

г) оптимальное регулирование перетоков активной и реактивной мощностей по сети;

д) оптимальное распределение реактивной нагрузки между генерирующими и компенсирующими элементами энергосистем (источниками реактивной мощности) при условии поддержания заданного (расчетного) уровня напряжения в узловых точках сети;

е) регулирование частоты в системе в нормальном режиме;

ж) обеспечение статической и динамической устойчивости энергосистем, их частей, электростанций и отдельных электрических машин;

з) обеспечение нормированной надежности работы энергосистем, их частей, электростанций, подстанций и отдельных элементов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;

и) согласование требований энергосистем с возможностями и параметрами установленного в них оборудования.

13.2. УЧАСТИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РАЗЛИЧНОГО ТИПА В ПОКРЫТИИ СУММАРНОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Суммарные графики нагрузки энергосистем неравномерны. Коэффициент заполнения графиков довольно низок ($k_{зп}=0{,}5\div0{,}7$) и имеет тенденцию к дальнейшему снижению ввиду появления в энергосистемах новых типов потребителей и изменения структуры энергопотребления. До последнего времени суточные графики активной электрической нагрузки энергосистем имели два характерных максимума (дневной и вечерний) с преобладанием вечернего максимума над дневным. Кроме того, максимум нагрузки в зимние месяцы превышал максимум нагрузки в летние месяцы. В последние годы по указанной выше причине наметилась тенденция роста как дневного суточного максимума нагрузки, так и максимума нагрузки в летние месяцы.

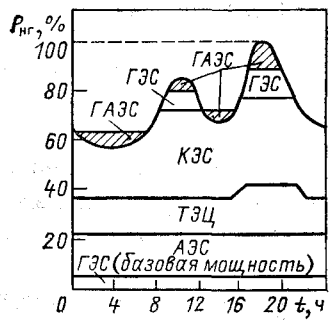


Рис. 13.1. Участие электростанций различного типа в покрытии суммарного графика нагрузки энергосистемы

Распределение нагрузки между отдельными электростанциями с целью покрытия суммарного графика нагрузки энергосистемы производят, исходя из особенностей технологического режима электростанций различного типа, с тем чтобы получить в целом по системе положительный народнохозяйственный эффект (рис. 13.1). При этом в базовую часть графика нагрузки в непаводковый

период помещают АЭС, ТЭЦ, частично КЭС, ГЭС без водохранилищ, а также частично ГЭС с водохранилищами (выработка на необходимом санитарном пропуске воды). В полупиковую часть графика помещают КЭС, а в пиковую часть — ГЭС с водохранилищами и ГАЭС. Во время паводка мощность ГЭС в базовой части графика увеличивается, с тем чтобы после заполнения водохранилищ не сбрасывать бесполезно избыток воды через водосливные плотины. При этом большая доля КЭС и частично ТЭЦ вытесняется в полупиковую часть графика нагрузки.

Зная графики нагрузки электростанций, можно планировать ремонт их оборудования. Агрегаты ГЭС, как правило, ремонтируют зимой, а ТЭС и АЭС — весной и летом. Изменение нагрузки и установленной мощности электростанций в системе в течение года взаимосвязано, что видно из рис. 13.2, где $P''_{нг}=(1{,}1\div1{,}2)P'_{нг}$ и $P''_{уст}>P'_{уст}$; здесь $P'_{нг}$ и $P'_{уст}$ — соответственно нагрузка и установленная мощность в начале года; $P''_{нг}$ и $P''_{уст}$ — в конце года.

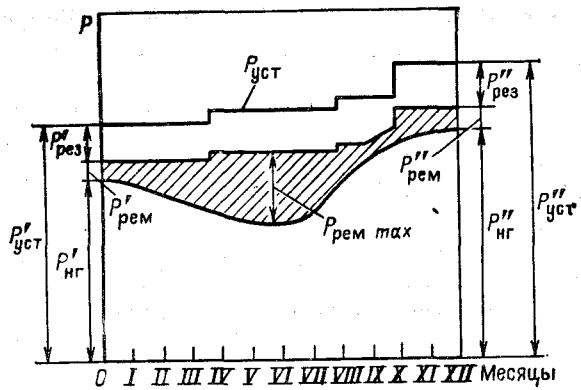


Рис. 13.2. Изменение нагрузки и установленной мощности энергосистемы в течение года

В энергосистеме должны быть предусмотрены резервы: эксплуатационный (ремонтный, режимный и аварийный), составляющий примерно 10—12 % установленной мощности энергосистемы, и народнохозяйственный, составляющий около 3 %. Считается, что для нормального функционирования энергосистемы ее общий резерв должен составлять 13—15 % установленной мощности. На практике разность между

установленной мощностью электростанций и их фактической нагрузкой в каждый данный момент не есть резервная мощность энергосистемы в обычном понимании. Действительно, рабочая мощность равна

$$P_{раб} = P_{уст} - P_{огр} - P_{разр} - P_{конс} - P_{рем} = P_{расп} - P_{рем}; \quad (13.3)$$

где $P_{огр}$ — мощность различного рода ограничений; $P_{разр}$ — мощность разрывов; $P_{конс}$ — мощность консервации; $P_{рем}$ — ремонтная мощность; $P_{расп}$ — располагаемая мощность.

Реальная же мощность нагрузки электростанций равна

$$P_{нг} = P_{раб} - P_{рез,хол} - P_{рез,вр}; \quad (13.4)$$

где $P_{рез,хол}$ — мощность холодного (невращающегося) резерва; $P_{рез,вр}$ — мощность вращающегося (горячего) резерва.

С учетом устойчивости и надежности работы энергосистемы мощность наиболее крупного агрегата, как показывает опыт эксплуатации, нормально не должна превышать 1,5—3 % установленной мощности энергосистемы. Отсюда следует, что крупные агрегаты мощностью 500, 800 и 1200 МВт могут устанавливаться только в относительно мощных энергосистемах.

13.3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ И ОТДЕЛЬНЫМИ ГЕНЕРАТОРАМИ

Энергетическая система объединяет электростанции различного типа, каждая из которых имеет несколько генераторов. Так как суммарная установленная мощность генераторов и их рабочая мощность превышают нагрузку энергосистемы, то возникает вопрос о наивыгоднейшем, с точки зрения технико-экономических показателей, распределении активной нагрузки между электростанциями и отдельными генераторами.

Рассмотрим этот вопрос применительно к тепловым электростанциям.

При распределении нагрузки $P_{нг}(t)$ между n источниками (рис. 13.3) учитывается, что каждый i-й источник характеризуется своей определенной зависимостью расхода топлива от нагрузки

$$B_i = f(P_i).$$

В качестве критерия наивыгоднейшего распределения активной нагрузки между источниками в отечественных энергосистемах принимают минимум расхода топлива по системе

$$\int_{t_1}^{t_2} B(t)\,dt = min \quad (13.5)$$

при условии покрытия заданной нагрузки

$$W_\Sigma = \int_{t_1}^{t_2} P_{нг}(t)\,dt = \text{const}, \quad (13.6)$$

т. е. минимальное значение функционала $B=\psi(P_1, P_2, ..., P_n)$ при заданном графике нагрузки (рис. 13.3).

Рассмотрим два источника с различными расходными характеристиками топлива $B=f(P)$, как показано на рис. 13.4, *а* (кривые *1* и *2*). Пусть нагрузка первого агрегата составляет P_1, а второго — P_2. Увеличим нагрузку второго агрегата на ΔP, а нагрузку первого агрегата снизим на ΔP. Как видно из рис. 13.4, *а*, при этом $\Delta B_1 > \Delta B_2$. Очевидно, оптимальное распределение нагрузки будет при условии, когда будут равны относительные приросты, т. е. $b_1 = b_2$, где $b_1 = \frac{dB_1}{dP_1}$ и $b_2 = \frac{dB_2}{dP_2}$.

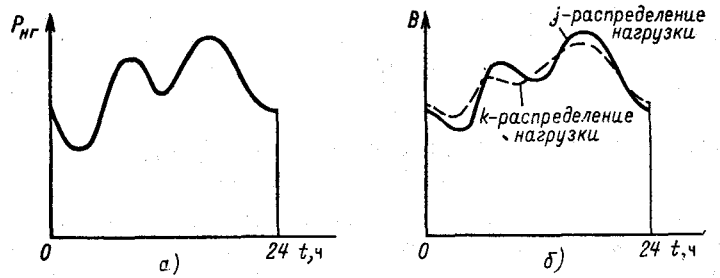


Рис. 13.3. Изменение активной нагрузки (*а*) и расхода топлива (*б*) в энергосистеме

Строго это условие можно получить аналитически с использованием методов вариационного исчисления. Для нахождения минимума функции $B = \sum_{i=1}^{n} B_i$ исследуется на минимум вспомогательная функция

$$\varphi = (B_1 + B_2 + \ldots + B_n) + \lambda (P_1 + P_2 + \ldots + P_n - P_{нг} - \Delta P_{сети}), \quad (13.7)$$

где $P_1+P_2+...+P_n-P_{нг}-\Delta P_{сети}=0$ — уравнение связи, характеризующее данную конкретную задачу; λ — неопределенный множитель Лагранжа.

Так как

$$\frac{\partial B_i}{\partial P_k} = 0, \quad \text{где } k \neq i,$$

то

$$\left.\begin{aligned}
\frac{\partial \varphi}{\partial P_1} &= b_1 + \lambda - \lambda \frac{\partial \Delta P_{\text{сети}}}{\partial P_1} = b_1 + \lambda (1 - \sigma_1) = 0;\\
\frac{\partial \varphi}{\partial P_2} &= b_2 + \lambda (1 - \sigma_2) = 0;\\
&\vdots\\
\frac{\partial \varphi}{\partial P_n} &= b_n + \lambda (1 - \sigma_n) = 0.
\end{aligned}\right\} \quad (13.8)$$

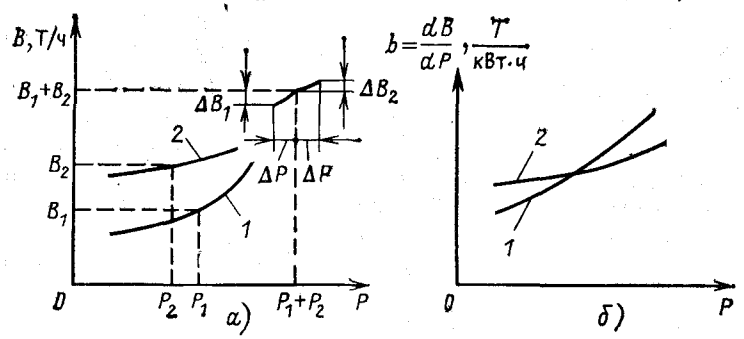


Рис. 13.4. Расходные характеристики (*а*) и характеристики относительных приростов (*б*) двух агрегатов

Отсюда условие наивыгоднейшего распределения активной нагрузки можно записать так:

$$\frac{b_1}{1 - \sigma_1} = \frac{b_2}{1 - \sigma_2} = \ldots = \frac{b_n}{1 - \sigma_n}. \quad (13.9)$$

Чем больше потери мощности в сетях при передаче энергии от данной электростанции, тем с меньшим значением относительного прироста она должна работать по отношению к другим электростанциям энергосистемы.

Если пренебречь потерями мощности в сетях, то условие наивыгоднейшего распределения нагрузки будет

$$b_1 = b_2 = \ldots = b_n. \quad (13.10)$$

Зная расходные характеристики отдельных агрегатов, строят расходные характеристики и характеристики относительных приростов электростанций в целом. Распределение нагрузки между отдельными электростанциями производят с учетом указанных характеристик конкретных электростанций и характеристики относительных приростов энергосистемы в целом.

13.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАБРОСОВ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Действительный график нагрузки энергосистемы не совпадает с заданным диспетчерским графиком. Поэтому периодически возникают те или иные небалансы мощности турбин и нагрузок генераторов электростанций. Следствием этого являются колебания частоты в системе. Основное уравнение баланса мощности для отдельного агрегата имеет вид:

$$P_{\text{т}} = P + P_{\text{пот}} + T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} - P_d \frac{d\delta}{dt}, \quad (13.11)$$

где $P_{\text{т}}$ — активная мощность, развиваемая трубиной, отн. ед.; P — электрическая (тормозная) мощность генератора, отн. ед.; $P_{\text{пот}}$ — потери в агрегате, отн. ед.; T_J — постоянная инерции (механическая постоянная) вращающихся масс турбины и генератора, рад; P_d — демпферный коэффициент; δ — угол, определяющий пространственное положение продольной оси ротора генератора, рад.

Постоянная инерции турбины и генератора, с, определяется выражением:

$$T_J = \frac{GD^2_{\Sigma}\, n_0\, n_{\text{ном}}}{91 \cdot 4 P_{\text{ном}}} \approx \frac{GD^2_{\Sigma}\, n_0^2}{364 P_{\text{ном}}}, \quad (13.12)$$

где n_0, $n_{\text{ном}}$ — синхронная и номинальная частоты вращения; $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность агрегата; $GD^2_{\Sigma}/4$ — суммарный момент инерции турбины и генератора.

Умножение на синхронную угловую скорость вращения ротора ω_0 дает T_J в радианах. Пренебрегая в первом приближении потерями мощности в агрегате и демпферной мощностью, получаем:

$$P_{\text{т}} = P + T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (13.13)$$

или

$$P_{\text{т}} - P = \Delta P = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_J \frac{d\omega}{dt} = T_J \alpha, \quad (13.14)$$

где α — угловое ускорение вращающихся масс.

Внезапные набросы — сбросы нагрузки вызывают торможение — ускорение роторов генераторов; тем самым энергия вращающихся масс участвует в покрытии кратковременно возникающего небаланса мощности.

Тормозная мощность или мощность нагрузки генераторов зависит от частоты:

$$\frac{P_1}{P_2} \sim \frac{f_1}{f_2}.$$

Реактивная мощность также зависит от частоты:

$$\frac{Q_1}{Q_2} \sim \left(\frac{f_2}{f_1}\right)^n,$$

причем обычно $n=1 \div 2$. Изменение активной и реактивной мощностей нагрузки генератора с изменением частоты показано на рис. 13.5 (см. также гл. 3).

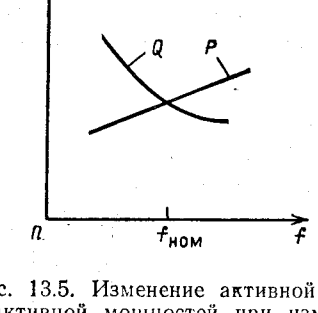


Рис. 13.5. Изменение активной и реактивной мощностей при изменении частоты в системе

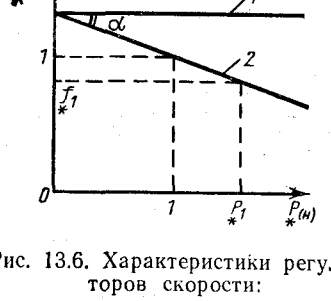


Рис. 13.6. Характеристики регуляторов скорости:
1 — астатическая; *2* — статическая

Мощность, развиваемая турбиной в продолжительном режиме, зависит от пропуска пара или воды через турбину, который регулируется регулятором скорости турбины, называемым также первичным регулятором частоты. Регуляторы могут иметь астатическую (вернее квазиастатическую) или статическую характеристику (рис. 13.6); их статизм характеризуется коэффициентом статизма:

$$K_c = \frac{\Delta \underset{*}{f}}{\Delta \underset{*}{P}} = \frac{\Delta \underset{*}{n}}{\Delta \underset{*}{P}} = \operatorname{tg}\alpha, \qquad (13.15)$$

где

$$\underset{*}{f} = \frac{f}{f_{\text{ном}}}; \quad \underset{*}{P} = \frac{P}{P_{\text{ном}}}; \quad \underset{*}{n} = \frac{n}{n_{\text{ном}}}.$$

Регуляторы скорости имеют естественную статическую характеристику, однако с помощью дополнительных устройств, называемых вторичными регуляторами частоты, можно получить результирующую астатическую (квазиастатическую) характеристику.

Следует отметить, что дежурному щита управления электростанции без помощи устройств автоматики трудно регулировать частоту в соответствии с жесткими требованиями ПУЭ и ГОСТ. Действительно, пусть допустимое отклонение частоты $\Delta f = 0{,}1$ Гц, а статизм регулятора $K_c = 0{,}05$. Тогда

$$\Delta \underset{*}{P} = \frac{\Delta \underset{*}{f}}{K_c} = \frac{0{,}1}{50 \cdot 0{,}05} = 0{,}04.$$

Очевидно, что по щитовому прибору дежурному трудно уследить за изменением мощности генератора на 4 %.

Как же распределяется продолжительный наброс нагрузки между агрегатами со статическими характеристиками регуляторов скорости?

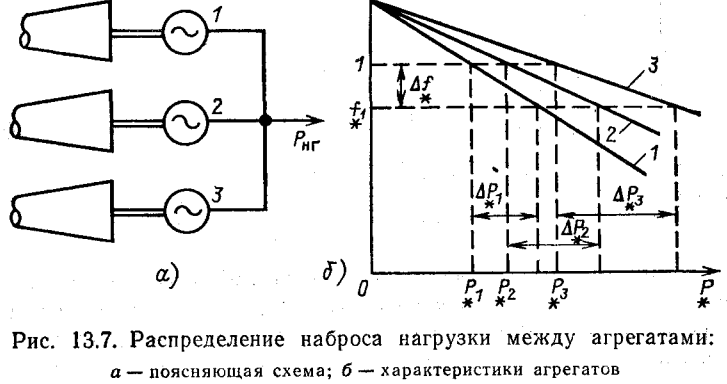


Рис. 13.7. Распределение наброса нагрузки между агрегатами:
а — поясняющая схема; *б* — характеристики агрегатов

Пусть параллельно работают n агрегатов (рис. 13.7). При набросе нагрузок на отдельные генераторы ΔP_1, ΔP_2 и т. д. их частоты изменяются в соответствии с выражениями (далее индексы * опущены):

$$\left.\begin{aligned} \Delta f_1 &= K_{c1}\,\Delta P_1; \\ \Delta f_2 &= K_{c2}\,\Delta P_2; \\ &\cdots\cdots \\ \Delta f_n &= K_{cn}\,\Delta P_n. \end{aligned}\right\} \qquad (13.16)$$

Так как при параллельной работе генераторов

$$\Delta f_1 = \Delta f_2 = \ldots = \Delta f_n = \Delta f,$$

то

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_1 &= \frac{\Delta f}{K_{c1}};\\ \Delta P_2 &= \frac{\Delta f}{K_{c2}};\\ &\cdots\cdots\cdots\\ \Delta P_n &= \frac{\Delta f}{K_{cn}};\end{aligned}\right\} \qquad (13.17)$$

поэтому

$$\sum_{i=1}^{n}\Delta P_i = \Delta f\left(\frac{1}{K_{c1}}+\frac{1}{K_{c2}}+\ldots+\frac{1}{K_{cn}}\right)=\Delta f\,\beta.$$

Отсюда

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_1 &= \frac{\sum_{i=1}^{n}\Delta P_i}{K_{c1}\beta};\\ &\cdots\cdots\cdots\\ \Delta P_n &= \frac{\sum_{i=1}^{n}\Delta P_i}{K_{cn}\beta}.\end{aligned}\right\} \qquad (13.18)$$

Таким образом, распределение продолжительного наброса активной мощности в первый момент возмущения обратно пропорционально коэффициентам статизма отдельных агрегатов.

13.5. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ РЕГУЛЯТОРА СКОРОСТИ ТУРБИН

В качестве первичных регуляторов частоты обычно используют центробежные механические регуляторы. Простейший центробежный регулятор скорости паровой турбины имеет следующие основные элементы (рис. 13.8): измерительный орган *1*, вращающийся синхронно с турбиной, муфту измерительного органа *2*, масляный двигатель приводного механизма *3*, золотник *4*, пружину *5*, главный клапан турбины *6* и двигатель регулятора скорости или исполнительный орган вторичного регулятора частоты *7*.

При изменении частоты вращения вала трубины муфта перемещается в ту или иную сторону и система регулирования приходит в действие. Действие регулятора скорости заканчивается, когда усилия пружины и измерительного органа, действующие на муфту, уравновешиваются. Новому состоянию равновесия системы соответствует новое положение муфты; в результате характеристика регулятора оказывается статической. На рис. 13.9 условно показано изменение положения муфты и шарниров A и B регулятора при увеличении активной нагрузки генератора. В первый момент возмущения шарнир A остается неподвижным. В конце процесса регулирования он занимает положение A'. Шарнир B последовательно занимает положения B' и B''.

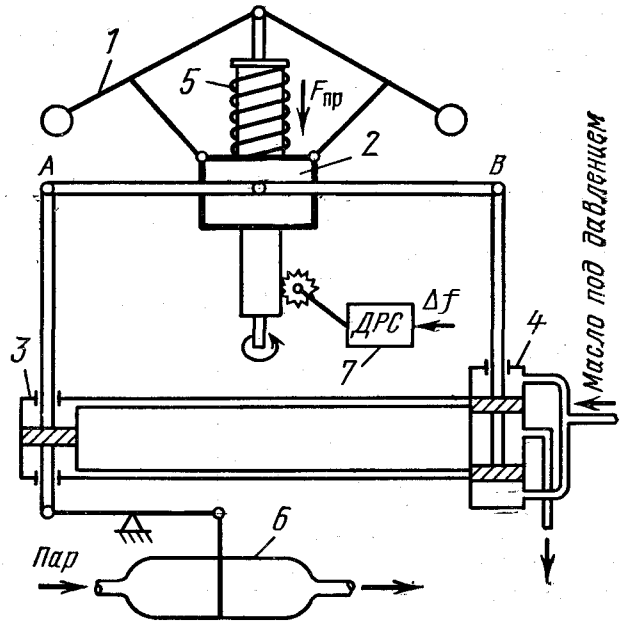


Рис. 13.8. Принципиальная схема простейшего центробежного регулятора скорости

Описанный регулятор скорости не обеспечивает поддержание номинальной частоты при изменении нагрузки, даже если генератор имеет достаточный регулировочный диапазон по активной мощности. Для регулирования и восстановления номинальной частоты регуляторы скорости обычно дополняют чувствительными вторичными регуляторами частоты, реагирующими на отклонение частоты.

Вторичные регуляторы, воздействуя на двигатели регуляторов скорости, меняют нажатие пружины и тем самым перемещают статические характеристики регуляторов скорости параллельно самим себе. Простейший закон регулирования по статическим характеристикам имеет вид:

$$\Delta \underset{*}{f} + K_{\text{с}} \Delta \underset{*}{P} = 0. \qquad (13.19)$$

Процесс регулирования заканчивается, когда $\Delta \underset{*}{f} = 0$.

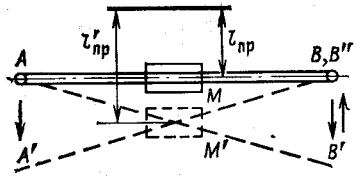


Рис. 13.9. Схема работы регулятора скорости при увеличении активной нагрузки генератора

13.6. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Регулирование частоты в энергосистемах в основном осуществляется по методу ведущей электростанции с ограничением недопустимых перетоков мощности по транзитным электрическим линиям. При этом методе на одну электростанцию возлагаются функции регулирования частоты в энергосистеме (с учетом регулировочных возможностей электростанции). Эта электростанция называется ведущей, а остальные — ведомыми. В первый момент возмущения распределение нагрузки между электростанциями происходит в соответствии с их статическими характеристиками. В дальнейшем регулятор частоты ведущей электростанции обеспечивает принятие всей дополнительной нагрузки на эту электростанцию, что ведет к восстановлению номинальной частоты в энергосистеме.

На рис. 13.10 схематично показан процесс регулирования частоты методом ведущей электростанции на примере параллельной работы двух электростанций, из которых одна (первая) является ведущей. При уменьшении частоты от $f_{\text{ном}}$ до f_1 дополнительные загрузки первой и второй электростанций соответственно составят ΔP_1 и ΔP_2. Вторичный регулятор частоты первой электростанции смещает ее статическую характеристику параллельно самой себе, увеличивая впуск пара в турбину. При этом восстанавливается номинальная частота в энергосистеме и вторая электростанция возвращается к режиму, предшествующему возмущению.

Следует отметить, что в зависимости от мощности энергосистемы,

ее параметров и структуры, а также от требуемого диапазона регулирования мощности ведущими в ней могут быть отдельный генератор, электростанция или ряд электростанций.

Регулирование частоты методом ведущей электростанции выполняется относительно простыми и дешевыми средствами, однако при его использовании возникают знакопеременные перетоки мощности между ведущей и ведомыми электростанциями и существенные изменения перетоков мощности по транзитным электрическим линиям. В СССР разработан ряд достаточно эффективных комплексных централизованных и децентрализованных систем автоматического регулирования частоты, мощности и перетоков (АСРЧМ и П), обеспечивающих автоматическое групповое регулирование частоты в энергосистеме, регулирование мощности агрегатов и регулирование перетоков по электрическим линиям при учете режимных ограничений.

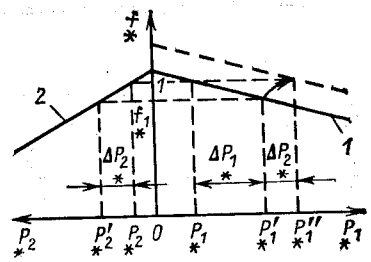


Рис. 13.10. Регулирование частоты методом ведущей электростанции:

1 — характеристика первой электростанции; *2* — характеристика второй электростанции

13.7. КООРДИНАЦИЯ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Интенсивное развитие электроэнергетики, рост мощностей отдельных агрегатов, электростанций и энергосистем, концентрация генерирующих мощностей, рост плотности сетей порождают ряд проблем, в том числе проблему координации уровней токов короткого замыкания, которая состоит в согласовании требований развивающихся энергосистем и параметров установленного и проектируемого к установке электрооборудования. Проблема осложняется тем, что электропромышленность отстает с освоением и выпуском электрооборудования на повышенные параметры. Кроме того, новое электрооборудование на повышенные параметры имеет значительно более высокие стоимостные характеристики. Отсюда возникает задача оптимизации уровней токов КЗ как подзадача оптимизации структуры и параметров электрических сетей.

Примерно 70,3 % мощности, вырабатываемой электростанциями, потребляется нагрузкой на напряжении 0,4 кВ, 13,4 % — на напряже-

нии 6—10 кВ, 0,36 % — на напряжении 35 кВ; 7 % идет на собственные нужды электростанций (технологический расход) и около 9 % теряется из-за потерь в сетях общего пользования.

Исторически, с учетом роста мощности генераторов, схемы выдачи мощности электростанций прошли три этапа — от схемы рис. 13.11, *а* к схеме рис. 13.11, *б*, а в настоящее время для мощных электростанций характерной стала схема рис. 13.11, *в*. При этом к настоящему времени сложилась примерно такая структурная схема выдачи и потребления мощности электростанций СССР, как показано на рис. 13.12.

Важным вопросом становится достигнутый уровень и динамика изменения во времени уровней токов КЗ в сетях различного напряжения энергосистем и соответствующих параметров электрооборудования.

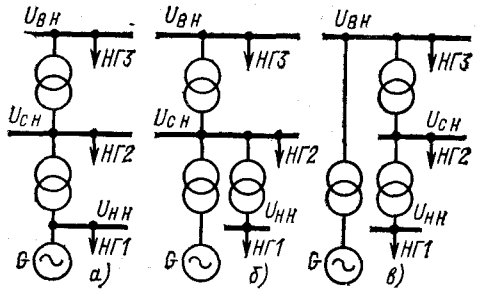


Рис. 13.11. Принципиальные схемы выдачи мощности электростанций

Достигнутые уровни токов трехфазного и однофазного КЗ в сетях 35—750 кВ энергосистем СССР представлены в табл. 13.3, динамика изменения максимальных уровней токов КЗ в мощной энергосистеме — в табл. 13.4 и на рис. 13.13. Важной характеристикой является динамика изменения распределения уровней токов КЗ по узлам энергосистемы. Такая характеристика для сети 110 кВ энергосистемы приведена на рис. 13.14. Характер кривых распределения уровней токов КЗ и динамика их изменения зависят от динамики изменения структуры и параметров соответствующих сетей, изменения их плотности.

Существующие требования к параметрам выключателей высокого напряжения и силовых трансформаторов приведены на рис. 13.15.

Анализ показывает, что в ряде случаев параметры установленного в энергосистемах электрооборудования не соответствуют возросшим уровням токов КЗ. Решение возникшей проблемы возможно тремя путями:

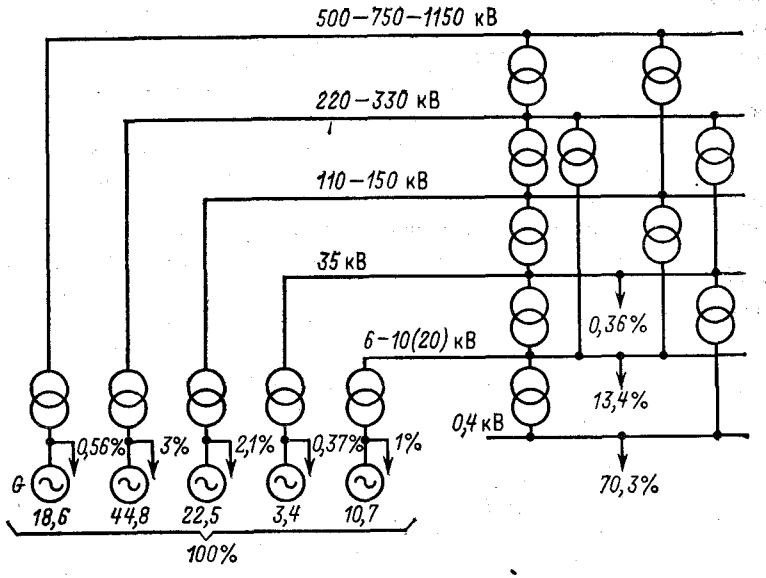


Рис. 13.12. Структурная схема выдачи мощности в электрические сети различных напряжений

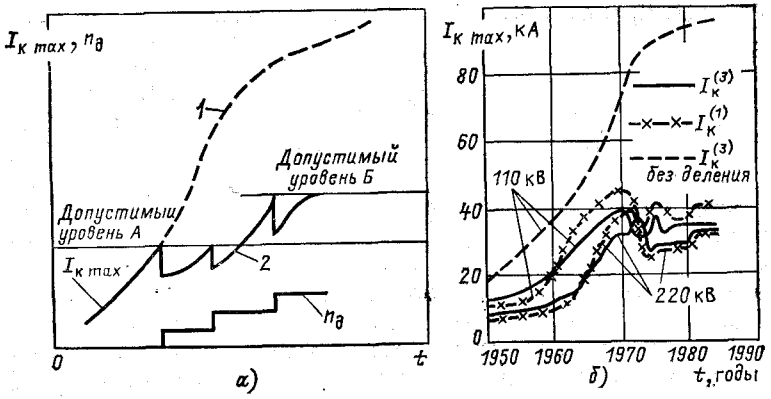


Рис. 13.13. Динамика изменения максимальных уровней токов короткого замыкания в электрических сетях при стационарном их делении:

а — принципиальные характеристики; *б* — изменение максимальных уровней токов КЗ в сетях 110—220 кВ одной из энергосистем; *1* — без деления; *2* — с делением

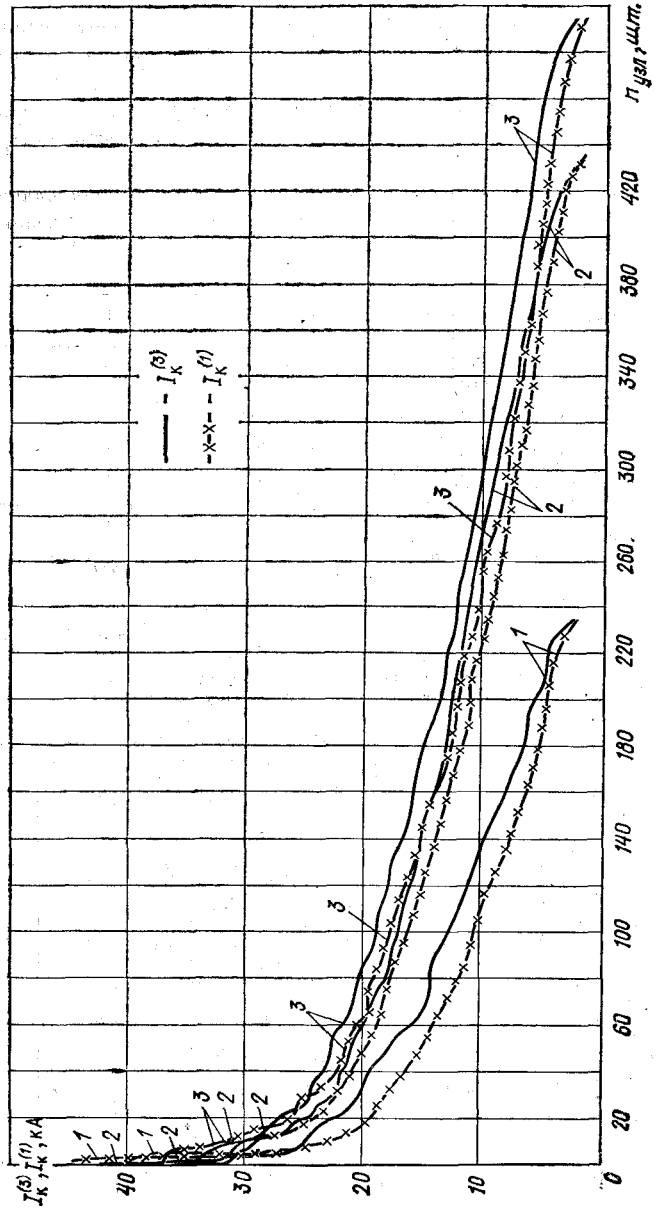


Рис. 13.14. Динамика изменения распределения уровней токов КЗ по узлам сети 110 кВ одной из энергосистем:
1 — 1960—1970 гг.; *2* — 1975—1976 гг.; *3* — 1979—1980 гг.

освоение и поставка энергосистемам нового электрооборудования в соответствии с возросшими требованиями к его параметрам со стороны энергосистемы;

глубокое ограничение уровней токов КЗ в сетях энергосистем с возможностью оставления в работе ранее установленного электрооборудования;

компромисс, требующий как ограничения токов КЗ в оправданных пределах, так и поставку нового электрооборудования с улучшенными характеристиками.

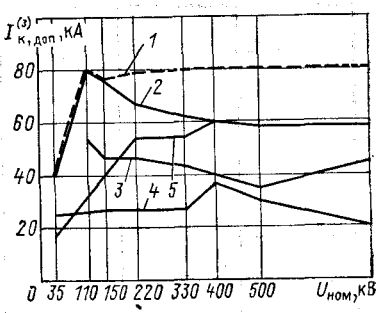


Рис. 13.15. Максимальный расчетный ток КЗ для выключателей и силовых трансформаторов (технические требования):

1—требования Минэнерго СССР на перспективу к выключателям; *2* — требования Минэнерго СССР на 1980 г. и требования ГОСТ 11677—75* к трансформаторам; *3* — требования Минэнерго СССР на 1975 г. к трансформаторам; *4*—требования ГОСТ 11677—65 и ГОСТ 3484—65 к трансформаторам; *5* — рекомендации МЭК по трансформаторам

Таблица 13.3

Год	Вид КЗ	Максимальные уровни токов трехфазного и однофазного короткого замыкания, кА, в сетях напряжением, кВ						
		35	110	150	220	330	500	750
1972	$I_к^{(3)}$	36,5	36	23,1	37,2	31	19,45	7,25
	$I_к^{(1)}$	—	36,4	27,5	44,6	32,4	22,5	7,4
1978	$I_к^{(3)}$	39,4	50	27	42	49	22,9	11
	$I_к^{(1)}$	—	52	28,7	52,2	54	25,5	11
1983	$I_к^{(3)}$	40,9	49	20,9	42,4	47	27	12
	$I_к^{(1)}$	—	54	23,4	54	53	30,9	12

Таблица 13.4

Год	Максимальные уровни токов короткого замыкания, кА, в сетях напряжением, кВ, одной энергосистемы							
	110		220		500		750	
	$I_к^{(3)}$	$I_к^{(1)}$	$I_к^{(3)}$	$I_к^{(1)}$	$I_к^{(3)}$	$I_к^{(1)}$	$I_к^{(3)}$	$I_к^{(1)}$
1950	11,6	10,95	7,8	7,05	—	—	—	—
1955	14,25	10,8	8,15	7,6	—	—	—	—
1965	30,6	36,9	16,35	15,3	13,1	13,85	—	—
1970	39,5	44,7	32	36,9	16,6	17,16	7,04	7,16
1975	32,6	33,9	27,5	25,6	19,5	18,1	7,55	7,2
1980	34,5	37,2	30,7	29,5	21,78	19,8	10,16	9,8
1984	34,4	40,32	34,89	35,34	26,72	23,11	12	11,31
1985	35,04	41,07	34,59	36,19	26,78	22,83	12,19	11,38

Как видно, реализация третьего пути требует решения характерной задачи оптимизации.

Изучение вопроса позволяет рекомендовать варианты лимитирования максимальных уровней токов КЗ в сетях различного напряжения, указанные в табл. 13.5. При этом для варианта 2 может быть рекомендована координационная таблица параметров выключателей, приведенная в табл. 13.6.

Таблица 13.5

Вариант	Максимальные лимитированные уровни токов короткого замыкания, кА, в сетях напряжением, кВ, энергосистем							
	35	110	150	220	330	500	750	1150
1	40	40	40	50	63	63	80	80
2	50	50	50	63	80	80	100	100
3	50	63	63	80	100	100	125	125

Примечание. Указанные здесь токи относятся к выключателям. При определении перспективных требований к иным электрическим аппаратам, а также к проводникам, силовым трансформаторам и электрическим машинам указанные токи можно принимать в качестве токов $I_{по}$.

Для ограничения токов КЗ на электростанциях и в сетях энергосистем могут быть использованы следующие методы:

оптимизации структуры и параметров сети (схемные решения) — рис. 13.16;

Таблица 13.6

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	Рекомендуемый ряд $I_{откл. ном}$, кА																				
6	0,4—4	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	0,4—10	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200	250	—	—	—	—
20 (27)	1—40	—	—	—	—	—	—	—	—	40	50	63	80	100	125	160	200	250	—	—	—	—
35	0,6—3,2	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
110	0,6—3,2	—	—	—	—	—	—	—	—	40	50	63	80	100	—	—	—	—	—	—	—	—
150	1—3,2	—	—	—	—	—	—	—	—	40	50	63	80	100	—	—	—	—	—	—	—	—
220	1—4	—	—	—	—	—	—	—	—	40	50	63	80	100	—	—	—	—	—	—	—	—
330	1—4	—	—	—	—	—	—	—	31,5	40	50	63	80	—	—	—	—	—	—	—	—	—
500	2—4	—	—	—	—	—	—	25	31,5	40	50	63	80	—	—	—	—	—	—	—	—	—
750	2—4	—	—	—	—	—	—	—	31,5	40	50	63	80	100	—	—	—	—	—	—	—	—
1150	2—4	—	—	—	—	—	—	—	—	40	50	63	80	100	—	—	—	—	—	—	—	—

стационарного или автоматического деления сети (соответственно рис. 13.17 и 13.18);

использования токоограничивающих устройств;

оптимизации режима нейтралей электрических сетей.

В качестве средств органичения токов КЗ могут использоваться:

токоограничивающие реакторы (включая так называемые реакторы нулевой последовательности);

трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;

трансформаторы с повышенным значением напряжения короткого замыкания;

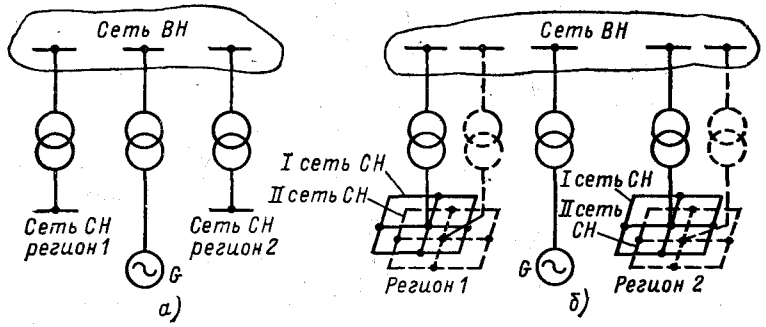


Рис. 13.16. Схемные решения

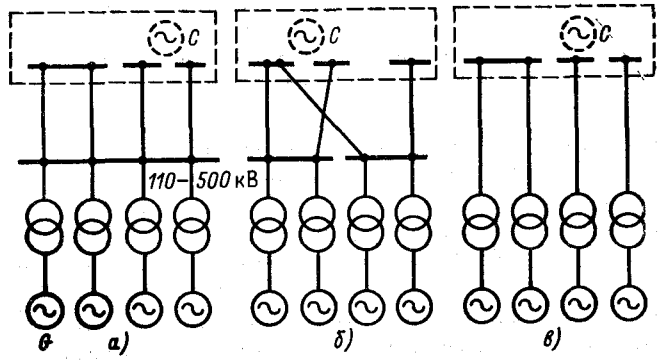


Рис. 13.17. Стационарное деление сети на электростанции с одним РУ повышенного напряжения

а — исходная схема; *б* — деление распредустройства на две части; *в* — схема с удлиненными блоками

токоограничивающие устройства различного типа (резонансные, реакторно-вентильные, со сверхпроводящими элементами);

токоограничивающие коммутационные аппараты;

вставки постоянного тока;

автотрансформаторы, нормально выполненные без третичной обмотки, соединенной в треугольник;

автотрансформаторы с размыканием в аварийных условиях третичной обмотки, соединенной в треугольник;

замена автотрансформаторов связи сетей 110—750 кВ на двухобмоточные трансформаторы связи;

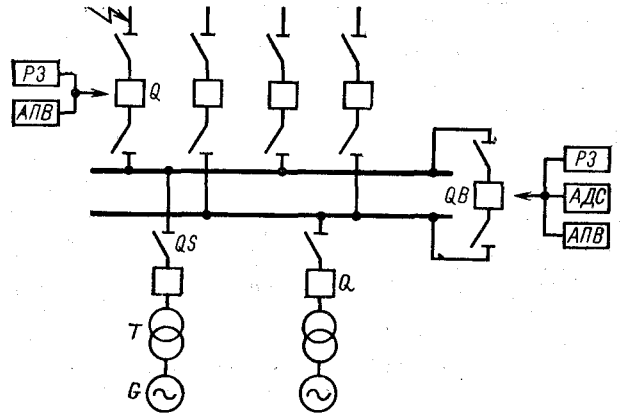


Рис. 13.18. Схема, поясняющая принцип использования автоматического деления сети

разземление нейтралей части трансформаторов 110—220 кВ;

заземление нейтралей части трансформаторов 110—220 кВ через резисторы, реакторы или иные линейные и нелинейные элементы;

устройства автоматического деления сети;

изменение схемы соединения генераторов и блочных трансформаторов.

Актуальные для современных энергосистем вопросы оптимизации и прогнозирования уровней токов КЗ изложены в специальной литературе.

13.8. НАДЕЖНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Вопросы надежности и устойчивости работы являются важнейшими при разработке проектов развития и организации эксплуатации энергосистем. Вопросы эти тесно взаимосвязаны. Под надежностью работы энергосистемы понимают свойство энергосистемы функционировать с заданными эксплуатационными параметрами режима, обеспечивая требуемое энергоснабжение потребителей. Надежность работы энергосистемы обусловливается безотказностью, ремонтопригодностью и долговечностью ее частей и элементов. Различают расчетную и эксплуатационную надежность работы электроустановок. Количественно надежность работы электрооборудования и электроустановок энергосистем характеризуется рядом показателей: параметром потока отказов, интенсивностью отказов, вероятностью безотказной работы, средней наработкой до отказа, средним временем восстановления, коэффициентом готовности, коэффициентом технического использования и т. п.

Различают отказы и повреждения энергосистем и их элементов. Отказ — это событие, состоящее в нарушении работоспособности, т. е. в нарушении способности энергосистемы или ее элементов выполнять заданные функции с установленными нормативными параметрами. Повреждение энергосистемы или ее элементов — это событие, состоящее в том, что нарушается исправное состояние системы или ее элементов при сохранении ими работоспособности (работоспособного состояния).

Энергосистемы состоят из большого числа элементов, поэтому естественно, что в них достаточно часто возникают отказы отдельных элементов и их групп и менее часто отказы крупных комплексов (электростанций, подстанций, крупных узлов нагрузки), частей энергосистем и энергосистем в целом. В практике эксплуатации отказы подразделяют на аварии и браки в работе. Наиболее тяжелым видом отказов являются системные аварии (особые системные), приводящие к нарушению электроснабжения большого числа потребителей (нагрузка которых превышает 10 % нагрузки энергосистемы) на значительной территории, нарушению нормальной работы крупных промышленных районов и узлов, отраслей народного хозяйства, крупных городов и сельскохозяйственных зон, а также к порче дорогостоящего оборудования. Системные аварии, как правило, возникают в результате каскадного развития мелких, локальных отказов (отказы отдельных видов оборудования) в аварии электростанций, узлов и частей системы и далее в аварии всей энергосистемы. Развитие аварий становится возможным при неправильной работе устройств релейной защиты и системной автоматики, при нечеткой и ошибочной работе дежурного эксплуатационного персонала электроустановок, а также вследствие

невыявленных при плановых профилактических испытаниях дефектов оборудования. В последнее время серьезное внимание уделяется вопросам обеспечения живучести энергосистем, т. е. их способности сохранять работоспособность после крупных возмущений (отключение отдельных электростанций и мощных узлов нагрузки и способность локализовать системные аварии).

Повышение надежности работы и живучести энергосистем возможно путем:

а) повышения качества и надежности работы энергооборудования;

б) совершенствования качества проектов строительства и развития энергоустановок и энергосистем в целом, обеспечения необходимого резерва мощности;

в) внедрения более совершенных и безотказных схем электрических соединений электростанций и подстанций;

г) совершенствования схем выдачи мощности электростанций, структуры и схем основных сетей энергосистем;

д) оптимизации взаимного размещения электростанций и узлов нагрузки энергосистем, а также резерва генерирующей мощности;

е) развития системообразующих электрических сетей сверхвысокого и ультравысокого напряжения (500, 750, 1150 кВ);

ж) повышения жесткости межсистемных связей;

з) повышения качества и безотказной работы устройств релейной защиты и системной автоматики;

и) повышения квалификации ремонтного и дежурного эксплуатационного персонала энергосистем.

Под устойчивостью работы энергосистемы понимается способность энергосистемы сохранять синхронную работу ее частей и элементов при различного рода возмущениях. Различают статическую, динамическую и результирующую устойчивость.

Статическая устойчивость — это способность энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему режиму при малых возмущениях.

Динамическая устойчивость — это способность энергосистемы вернуться к установившемуся режиму, близкому к исходному, после больших возмущений. Этот вид устойчивости получил также более точное название — синхронная динамическая устойчивость.

Результирующая динамическая устойчивость — это способность энергосистемы восстанавливать синхронную работу после кратковременного, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного режима при приемлемых показателях качества электроэнергии.

Обеспечение надлежащей устойчивости работы энергосистем, их

частей и основных элементов является важной задачей. Для ее решения используются те же методы и средства, что и указанные выше для повышения надежности работы энергосистем. Кроме того, доказали свою эффективность следующие методы и средства повышения устойчивости:

а) внедрение более совершенных быстродействующих систем возбуждения синхронных машин с автоматическими регуляторами возбуждения;

б) быстродействующее регулирование первичных двигателей (турбин) синхронных машин;

в) электродинамическое торможение синхронных генераторов;

г) повышение быстродействия выключателей высокого напряжения;

д) повышение качества и быстродействия устройств релейной защиты;

е) более широкое внедрение устройств системной автоматики и, в частности, устройств делительной и разгрузочной автоматики;

ж) применение устройств продольной и поперечной компенсации параметров электрических линий;

з) применение быстродействующих автоматических источников реактивной мощности, статических компенсаторов и других регулирующих устройств последовательного или параллельного включения;

и) включение линейных и нелинейных сопротивлений и устройств в нейтрали силовых трансформаторов;

к) ввод в работу автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) отдельными энергосистемами и единой энергосистемой страны в целом.

Разработка и внедрение в СССР широкого комплекса методов и средств повышения надежности и устойчивости работы энергосистем вывели отечественную энергетику на передовые позиции в мировой энергетической практике.

Приложения

Приложение П1. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1. Общие положения

1.1. Показатели надежности (ПН) элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок (далее — расчетов, оценок) надежности энергосистем, электрических станций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надежности электроустановок и электрических линий в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надежности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей. Показатели надежности не следует использовать для оценки надежности отдельных видов оборудования.

Показатели надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками и их элементов предназначены для оценки влияния надежности работы энергетических блоков на надежность работы электрических станций и энергосистем.

1.2. Показатели надежности элементов энергосистем и показатели надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками позволяют унифицировать банк исходных данных при расчетах и оценках надежности.

При расчетах надежности конкретных энергосистем и электростанций допускается использование более представительных показателей надежности электрооборудования, полученных по данным эксплуатации соответствующих энергосистем.

1.3. В качестве основных показателей надежности приняты:

параметр потока отказов ω, 1/год;

среднее время восстановления $T_в$, ч;

продолжительность ремонтов (планового, капитального, текущего) $T_р$, ч;

частота ремонтов (плановых, капитальных, текущих) μ, 1/год.

Для электрических линий используются также показатели надежности:

среднее число преднамеренных отключений μ, 1/год;

среднее время простоя при преднамеренных отключениях $T_р$, ч.

1.4. Показатели надежности приведены для трансформаторов, выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, сборных

шин, воздушных и кабельных линий, асинхронных электродвигателей.

1.5. Для энергоблоков с паротурбинными установками и их элементов приведены следующие показатели надежности работы:

параметр потока отказов ω', 1/агрегато-год;

среднее время восстановления $T_в$, ч;

удельное число остановов блока n, 1/агрегато-год;

среднее время плановых простоев $T'_{пл}$, ч.

2. Показатели надежности трансформаторов

2.1. В качестве основных показателей надежности трансформаторов приняты:

параметр потока отказов ω, 1/год;

среднее время восстановления $T_в$, ч;

частота текущих ремонтов $\mu_т$, 1/год;

продолжительность текущего ремонта $T_{р,т}$, ч.

Основные показатели надежности трансформаторов приведены в табл. П1.1.

Таблица П1.1

$S_{т,ном}$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	Показатели надежности трансформаторов			
		ω, 1/год	$T_в$, ч	$\mu_т$, 1/год	$T^*_{р,т}$, ч
До 2,5	6—20	0,016	50	0,25	6
	35	0,01	40	0,25	6
2,5—7,5	6—20	0,008	120	0,25	8
	35	0,007	65	0,25	26
	110	0,018	40	0,25	28
10—80	35 и ниже	0,012	70	0,75	26
	110—150	0,014	70	0,75	28
	220	0,035	60	0,75	28
Более 80	110—150	0,075	95	1	30
	220	0,025	60	1	30
	330	0,053	45	1	30
	500—750	0,024**	220	1	50
		0,05***			

* На один трансформатор.
** Для однофазных трансформаторов.
*** Для трехфазных трансформаторов.

2.2. Усредненные значения показателей надежности приведены для всех типов трансформаторов независимо от их назначения. Показатели параметра потока отказов и среднего времени восстановления трансформаторов получены как среднее значение за 6 лет — с 1977 по 1982 г. Показатели $\mu_т$ и $T_{р,т}$ приведены для текущих ремонтов, выполняемых в соответствии с требованиями действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) и Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и подстанций.

3. Показатели надежности коммутационной аппаратуры

3.1. В качестве основных показателей надежности выключателей, короткозамыкателей, отделителей и разъединителей приняты:

параметр потока отказов ω, 1/год;

среднее время восстановления $T_в$, ч;

частота капитальных ремонтов $\mu_к$, 1/год;

продолжительность капитального ремонта $T_{р,к}$, ч.

Основные показатели надежности коммутационных аппаратов приведены в табл. П1.2 и П1.3.

3.2. Показатель ω получен как среднее значение за 6 лет (с 1977 по 1982 г.) (в расчете на аппарат). Параметр $T_в$ получен как среднее время восстановления на один отказ аппарата с приводом за тот же период. Параметры $\mu_к$ и $T_{р,к}$, приведенные в табл. П1.3, определены в соответствии с требованиями ПТЭ по «Нормам времени на капитальный и текущий ремонты и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 35—500 кВ» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980) и «Нормам времени на ремонт и техническое обслуживание электрического оборудования напряжением 750 кВ» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979).

3.3. Параметр потока отказов разъединителей приведен из литературных источников. Показатели надежности отделителей, короткозамыкателей и параметры $T_в$, $\mu_к$, $T_{р,к}$ разъединителей определялись аналогично сответствующим показателям для выключателей.

В табл. П1.4 приведены значения относительной частоты отказов выключателей $a_{оп}$, под которой понимается отношение количества отказов выключателей при выполнении коммутационных операций, в том числе отключений КЗ, к общему количеству операций (в расчете на один аппарат).

В табл. П1.5 приведены значения относительной частоты отказов выключателей при отключении КЗ $a_к$, под которой понимается отношение количества отказов выключателей при отключении КЗ к количеству

Таблица П1.2

Вид выключателей	$U_{ном}$, кВ	Тип	ω, 1/год	$T_в$, ч	$\mu_к$, 1/год	$T^*_{р,к}$, ч
Автоматические	До 1	—	0,05	4	0,33	10
Электромагнитные	6—10	ВЭМ-6, ВЭМ-10, ВЭ-10	0,022	11	0,2	24
Маломасляные	10	ВМП-10	0,009	20	0,14	8
		Прочие	0,009	20	0,14	10
	20	—	0,01	26	0,14	—**
	35	—	0,02	25	0,14	9
	110—150	—	0,06	20	0,14	30
Масляные баковые	35	—	0,01	30	0,14	12
	110	—	0,016	40	0,14	23
	220	—	0,055	50	0,14	43
Воздушные	15—20	—	0,04	20	0,2	40
	35	—	0,02	40	0,2	29
	110	—	0,02	20	0,2	45
	220	ВВБ	0,02	55	0,2	122
		Прочие	0,02	25	0,2	98
	330***	ВВБ	0,03	48	0,2	161
		Прочие	0,03	60	0,2	113
	500***	ВВБ	0,15	60	0,2	—**
		Прочие	0,15	60	0,2	133
	750***	—	0,25	75	0,2	271

* На один выключатель.
** Отсутствует представительная выборка данных.
*** Показатели надежности выключателей на напряжение 330—750 кВ приведены без учета отказов выключателей типа ВНВ.

отключенных КЗ. При этом учитывались отказы как собственно выключателя, так и его привода, вызвавшие отказ функционирования выключателя, но не учитывались отказы устройств релейной защиты.

4. Показатели надежности сборных шин

4.1. В качестве основных показателей надежности сборных шин приняты:

параметр потока отказов ω, 1/год (на присоединение);

среднее время восстановления $T_в$, ч;

Таблица П1.3

Аппараты	$U_{ном}$, кВ	Показатели надежности разъединителей, отделителей и короткозамыкателей			
		ω, 1/год	$T_в$, ч	$\mu_к$, 1/год	$T_{р,к}$, ч*
Разъединители	6—10	0,01	7	0,166	4
	35	0,01	6	0,166	6
	110	0,01	11	0,166	8
	150	0,01	15	0,166	11
	220	0,01	7	0,166	13
	330	0,01	10	0,166	18
	500	0,01	14	0,166	31
	750	0,01	14	0,166	81
Отделители	35	0,015	3	0,33	7
	110	0,01	3,5	0,33	10
	220	0,01	3,5	0,33	16
Короткозамыкатели	35	0,01	4	0,33	8
	110	0,01	6	0,33	6
	220	0,01	6	0,33	8

* На один аппарат.

Таблица П1.4

Вид выключателей	$U_{ном}$, кВ	Значение относительной частоты отказов выключателей $a_{оп}$
Электромагнитные	6—10	0,0022
Маломасляные	До 20	0,003
	35	0,005
	110	0,006
Масляные баковые	До 20	0,001
	35	0,006
	110—150	0,004
	220	0,011
Воздушные	35	0,013
	110—150	0,004
	220	0,004
	330	0,002
	500 и выше	0,007

Таблица П1.5

Вид выключателей	$U_{ном}$, кВ	Тип	Значение относительной частоты отказов выключателей при КЗ $a_к$
Электромагнитные	6—10	—	0,027
Маломасляные	До 20	ВМП	0,005
		Прочие	0,002
	35	—	0,005
	110	—	0,013
Масляные баковые	До 20	—	0,003
	35	—	0,006
	110—150	У	0,006
		Прочие	0,004
	220	У	0,009
		Прочие	0,009
Воздушные	35	—	0,012
	110—150	ВВБ	0,004
		Прочие	0,003
	220	ВВБ	0,006
		Прочие	0,003
	330	ВВБ	0,006
		Прочие	0,002
	500 и выше	ВВБ	0,003
		Прочие	0,002

Таблица П1.6

$U_{ном}$, кВ	Показатели надежности сборных шин			
	ω, 1/год	$T_в$, ч	$\mu_к$*, 1/год	$T_р$, к*, ч
6	0,03	5	0,166	5
10	0,03	7	0,166	5
20—35	0,02	7	0,166	4
110—150	0,016	5	0,166	4
220	0,013	5	0,166	3
330	0,013	5	0,166	3
500	0,013	5	0,166	5
750	0,01	6	0,166	5

* На присоединение.

частота капитальных ремонтов $\mu_к$, 1/год;
продолжительность капитального ремонта $T_{р,к}$, ч.
Показатели надежности приведены в табл. П1.6.

4.2. При обесточении одновременно двух систем шин параметр потока отказов определяется умножением данных, приведенных в табл. П1.6, на коэффициент 0,6 для шин напряжением 110—220 кВ и на коэффициент 0,25 для шин напряжением 330—500 кВ.

Параметр потока отказов определен для схемы РУ с двумя системами шин при обесточении одной системы шин. При определении параметра потока отказов учитывались отказы собственно шин и электрических аппаратов, подключенных непосредственно (без разъединителей и предохранителей) к шинам, и не учитывались отказы при отключении ими КЗ на линиях. Показатель $T_в$ рассчитан по материалам ПО «Союзтехэнерго» как среднее время восстановления одной секции шин. Значения показателя среднего времени восстановления принимаются одинаковыми для всех схем соединений РУ.

4.3. Продолжительность капитального ремонта $T_{р,к}$ дана на одно присоединение по экспертным оценкам.

5. Показатели надежности электрических линий

5.1. В качестве основных показателей надежности воздушных и кабельных линий (табл. П1.7) приняты:

параметр потока отказов ω, 1/год;
среднее время восстановления $T_в$, ч;
среднее число преднамеренных отключений μ, 1/год;
среднее время простоя при преднамеренных отключениях $T_р$, ч.

Показатели ω и $T_в$ воздушных линий приведены для устойчивых отказов.

5.2. Для определения параметра потока отказов воздушных линий напряжением 35—750 кВ с учетом неустойчивых отказов (ω_Σ) значения, приведенные в табл. П1.6, следует делить на коэффициенты, приведенные в табл. П1.8.

6. Показатели надежности асинхронных электродвигателей

6.1. В качестве основных показателей надежности асинхронных электродвигателей приняты:

параметр потока отказов ω, 1/год;
среднее время восстановления $T_в$, ч;
частота капитальных ремонтов $\mu_к$, 1/год;
продолжительность капитального ремонта $T_{р,к}$, ч.

Показатели надежности электродвигателей приведены в табл. П1.9.

6.2. Количество отказов электродвигателей и показатель среднего

Таблица П1.7

Тип линии	$U_{ном}$, кВ	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					ω^*, 1/год	$T_в$, ч	μ^{**}, 1/год	$T_{р_ч}^{**}$,
Воздушная	До 1	—	—		25	1,7	0,17	***
	6—10	—	—		7,64	5	0,17	***
	35	Металлические	Одноцепные		0,9	9	2,1	16
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,06	6	4	13
				Отключены две цепи	0,22	8	0,3	9
		Железобетонные	Одноцепные		0,72	10	1,2	15
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,81	9,5	1,3	14
				Отключены две цепи	0,05	12,4	0,15	13
		Деревянные	—		1,46	13	2,5	16
	110	Металлические	Одноцепные		1,28	8,8	2,1	14,5
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,68	6,9	3,8	14,8

Продолжение табл. П1.7

Тип линии	$U_{ном}$, кВ	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					ω^*, 1/год	$T_в$, ч	μ^{**}, 1/год	$T_{р_ч}^{**}$,
Воздушная	110	Металлические	Двухцепные	Отключены две цепи	0,17	10,3	0,4	19
		Железобетонные	Одноцепные		0,66	11	1,6	15,5
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,01	8,4	2,4	12
				Отключены две цепи	0,13	14,8	0,4	13
		Деревянные	—		1,44	10,2	3,6	14
	220	Металлические	Одноцепные		0,50	14,3	2,8	17
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,63	11,2	3,3	17,4
				Отключены две цепи	0,04	14,9	0,5	24
		Железобетонные	Одноцепные		0,36	9,3	1,8	24
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,47	8,6	1,1	17

Продолжение табл. П1.7

Тип линии	$U_{ном}$, кВ	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					ω*, 1/год	$T_в$, ч	μ**, 1/год	$T_р$**, ч
Воздушная	220	Железобетонные	Двухцепные	Отключены две цепи	0,03	7,6	0,3	9,4
		Деревянные	—		0,57	10,6	5,4	17,9
	330	Металлические	Одноцепные		0,55	10,8	3	21
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,9	9,4	7,3	15
				Отключены две цепи	0,09	4,9	0,3	14,1
		Железобетонные	Одноцепные		0,3	15,3	2,9	20
	500	Металлические	Одноцепные		0,21	14,3	3,1	18
		Железобетонные	Одноцепные		0,15	13	3,5	23
	750	—	—		0,2	20	0,17	—***
Кабельная	6—15	—	—		7,5	16,0****	1	2,0
	20—35	—	—		3,2	16,0****	1	2,0
	До 1	—	—		10	24,0****	1	—***

* На 100 км.
** На одну линию.
*** Отсутствует представительная выборка данных.
**** Указана продолжительность ремонта.

Таблица П1.8

$U_{ном}$, кВ	Коэффициент учета неустойчивых отказов ВЛ $\frac{\omega}{\omega_\Sigma}$
35	0,34
110—154	0,24
220—330	0,25
500—750	0,36

Таблица П1.9

$U_{ном}$, кВ	$P_{ном}$, кВт	Показатели надежности асинхронных электродвигателей			
		ω, 1/год	$T_в$, ч	$\mu_к$*, 1/год	$T_{р.к}$, ч
До 1	До 320	0,1	50	0,25	50
Выше 1	200—800	0,1	50	0,25	96
	1000—2000	0,1	90	0,25	164
	Выше 2000	0,2	140	0,25	384

* По экспертным оценкам.

времени восстановления получены по материалам ПО «Союзтехэнерго». Показатель параметра потока отказов рассчитан как отношение количества отказов к количеству установленных электродвигателей и усреднен по данным за 5 лет (с 1977 по 1981 г.). Показатель среднего времени восстановления приведен как среднее значение времени восстановления электродвигателей за 5 лет (с 1977 по 1981 г.).

6.3. Для электродвигателей напряжением до 1 кВ мощностью до 320 кВт показатели ω и $T_в$ приведены из литературных данных. Показатель частоты капитальных ремонтов $\mu_к$ приведен на основании экспертных данных Мосэнерго; продолжительность капитального ремонта $T_{р.к}$ получена в соответствии с «Нормами времени на ремонт электродвигателей переменного и постоянного тока; (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).

7. Показатели надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками и их основного оборудования

7.1. В качестве показателей надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками и их оборудования (табл. П1.10 и П1.11)

Таблица П1.10

Оборудование	$P_{ном}$, МВт	Показатели надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками			
		ω'^{*}, 1/год	$T_в$, ч	n, 1/агрегато-год	$T'^{*}_{пл}$, ч
Энергоблок	150—165	5,68	48,8	19	1559
	180—210	8,67	45	16	1139
	250—300	8,26	45	15	1007
	500	21,36	70	24	911
	800	12,08	74	16	1086

* На один агрегат.

Таблица П1.11

Оборудование	$P_{ном}$, МВт	Показатели надежности работы основного оборудования энергоблоков с паротурбинными установками	
		ω'^{*}, 1/год	$T_в$, ч
Котлоагрегат	150—165	4,02	44
	180—210	6,14	47
	250—300	5,75	38
	500	6,59	56
	800	9,08	50
Турбина	150—165	0,97	43
	180—210	1,45	45
	250—300	2,21	68
	500	4,22	85
	800	2,66	99
Турбогенератор	150—165	0,55	91
	180—210	0,87	58
	250—300	0,59	83
	500**	4,48	136
	800	0,89	179

* На единицу оборудования.
** Для турбогенераторов типов ТГВ-500 и ТВМ-500.

приняты:

параметр потока отказов ω', 1/агрегато-год;

среднее время восстановления $T_в$, ч;

удельное число остановов блока n, 1/агрегато-год;

среднее время плановых простоев $T'_{пл}$, ч.

Блочные трансформаторы связи и оборудование распределительных устройств в состав энергоблока не включены.

Расчетной единицей времени является агрегато-год. В число остановов блока включены все плановые и неплановые остановы, в среднее время плановых простоев включено время плановых ремонтов, нахождения в резерве, проведения испытаний и др.

7.2. Для приближенного перехода к показателям надежности рекомендуется использовать выражения, приведенные ниже.

Частота плановых остановов, 1/год (единицей времени является календарный год), определяется так:

$$\mu_{пл} = (n - \omega') \frac{8760}{T_{агрегато\text{-}год}},$$

где n — удельное число остановов блока за агрегато-год; ω' — параметр потока отказов, 1/агрегато-год.

Продолжительность агрегато-года вычисляется по выражению

$$T_{агрегато\text{-}год} = 8760 - T'_{пл} - T_в \omega'.$$

Параметр потока отказов, приведенный к календарному году, равен

$$\omega = \omega' \frac{8760}{T_{агрегато\text{-}год}}.$$

Продолжительность планового простоя, приведенная к календарному году, определяется по выражению

$$T_{пл} = \frac{T'_{пл}}{n - \omega'}.$$

7.3. Для основного оборудования энергоблоков с паротурбинными установками удельное число остановов и среднее время плановых простоев определяются условиями эксплуатации оборудования в конкретных энергосистемах.

Приложение П2. ПРИНЯТЫЕ БУКВЕННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИН

Обозначение величины	Наименование величины	Примечание
I	Ток, действующее значение	
i	Ток, мгновенное значение	
$\boldsymbol{I}$	Ток комплексный действующий	$\boldsymbol{I}=\boldsymbol{I}_a+\boldsymbol{I}_р$
I_m	Амплитудное значение синусоидального тока	
$i_{уд}$	Ударный ток	
$I_{дин}$; $i_{дин}$	Ток электродинамической стойкости	
$I_{вкл}$; $i_{вкл}$	Ток включения	
$I_{пр, скв}$; $i_{пр, скв}$	Ток предельный сквозной	
$I_{откл}$; $i_{откл}$	Ток отключения	
I_t; i_t	Ток в момент t	
I_τ; i_τ	Ток в момент τ	
$I_{тер}$	Ток термической стойкости	$I_{тер}=I_т$
I_∞	Ток установившийся	$I_\infty=I_у$
$I_к$	Ток короткого замыкания	
$I_п$; $i_п$	Периодическая составляющая тока КЗ	
$I_а$; $i_а$	Апериодическая составляющая тока КЗ	$I_а=i_а$
$I_{п0}$	Периодическая составляющая тока КЗ в момент $t=0$	$I_{п0}=I_{п, н}$
$i_{а0}$	Апериодическая составляющая тока в момент $t=0$	$i_{а0}=i_{а, н}$
$I_{п\tau}$; $i_{а,\tau}$	Периодическая и апериодическая составляющие тока КЗ в момент $t=\tau$	
I_A, I_B, I_C	Токи соответственно фаз A, B, C	
I_N	Ток в нейтральном проводе	$I_N=I_{нт}$
I_1, I_2, I_0	Токи соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей	
$I_{ож}$	Ток, ожидаемый в цепи с токоограничивающим аппаратом	
I_Σ	Ток суммарный	
$I_{доп, прод}$	Допустимый ток продолжительного режима	$I_{доп, прод}=I_{доп, дл}=I_{пл, доп}$
$I_{норм, расч}$	Расчетный ток нормального режима	
$I_{прод, расч}$	Расчетный ток продолжительного режима	$I_{прод, расч}=I_{утяж}=I_{раб, нб}$
$I(p)$	Ток операторный	

Продолжение приложения П2

Обозначение величины	Наименование величины	Примечание
I_d, I_q	Составляющие тока соответственно по осям d и q электрической машины	
I'	Переходный ток	
I''	Сверхпереходный ток	
$i_{пл}$	Ток плавления	
$J_{эк}$	Экономическая плотность тока	
U	Напряжение, действующее значение	
u	Напряжение, мгновенное значение	
U_A, U_B, U_C	Напряжение соответственно фаз A, B, C	
$U_{раб, нб}$	Наибольшее рабочее напряжение	
U_1 U_2, U_0	Напряжение соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей	
φ	Потенциал электрический	
φ	Угол сдвига фаз между напряжением и током	
$\cos\varphi$	Коэффициент мощности при синусоидальных напряжении и токе	
$u_в$	Восстанавливающееся напряжение на контактах выключателей	
$v_в$	Скорость восстановления напряжения	
$U_{вз}$	Возвращающееся напряжение	
ΔU	Потеря напряжения	
E	Электродвижущая сила	
f	Частота колебаний электрической величины	
ω	Частота колебаний электрической величины угловая	
S	Мощность полная	
P	Мощность активная	
Q	Мощность реактивная	
Q	Заряд электрический	
$\underline{S}$	Мощность полная, комплексная	$\underline{S}=P+jQ$
R, r	Сопротивление активное	
X, x	Сопротивление реактивное	
Q	Добротность	$Q=X/R$
Z	Сопротивление полное	$Z=\sqrt{R^2+X^2}$
$\underline{Z}$	Сопротивление полное, комплексное	$\underline{Z}=R+jX$
X_L	Сопротивление реактивное индуктивное	
X_C	Сопротивление реактивное емкостное	
$Z_в$	Сопротивление волновое	

Продолжение приложения П2

Обозначение величины	Наименование величины	Примечание
Z_1, Z_2, Z_0	Сопротивление соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей	
W	Энергия электрическая	
W	Энергия электромагнитная	
Y	Проводимость электрическая	$Y=\sqrt{g^2+b^2}$ $\underline{Y}=g+jb$
g	Проводимость активная	
b	Проводимость реактивная	
L	Индуктивность собственная	
M	Индуктивность взаимная	
K	Коэффициент связи	$K=K_{св}$
σ	Коэффициент рассеяния	$\sigma=1-K^2$
ρ	Удельное сопротивление	
γ	Удельная проводимость	
α	Температурный коэффициент	
H	Напряженность магнитного поля	
$\boldsymbol{H}$	Вектор напряженности магнитного поля	
E	Напряженность электрического поля	
$\boldsymbol{E}$	Вектор напряженности электрического поля	
ε	Проницаемость диэлектрическая абсолютная	$\varepsilon=\varepsilon_a$
ε_r	Проницаемость диэлектрическая относительная	
ε_0	Постоянная электрическая	
μ	Проницаемость магнитная абсолютная	
μ_r	Проницаемость магнитная относительная	
μ_0	Постоянная магнитная	
ϑ	Температура в шкале Цельсия	
T	Температура в шкале Кельвина	
θ	Превышение температуры	$\theta=\vartheta_1-\vartheta_2=$ $=T_1-T_2$
T	Постоянная времени электрической цепи	
T	Период колебаний электрической величины	
T_a	Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ	
$k_{уд}$	Ударный коэффициент	

Продолжение приложения П2

Обозначение величины	Наименование величины	Примечание
$\beta_{норм}$	Нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе	$\beta_{норм}=\beta_н$
n	Коэффициент трансформации	
n	Отношение числа витков	
w	Число витков	
K_U	Коэффициент трансформации трансформатора напряжения	
K_I	Коэффициент трансформации трансформатора тока	
Φ	Магнитный поток	
Φ	Тепловой поток	
Ψ	Потокосцепление	
C	Емкость	
c	Скорость распространения электрических волн	
c	Скорость распространения света	
λ	Длина электромагнитной волны	
A	Плотность тока линейная	
s	Скольжение	
s	Сечение проводника	
p	Число пар полюсов	
F	Площадь поверхности	
$\overrightarrow{F}$	Сила	
q	Удельная теплоотдача	
E	Модуль упругости	
J	Момент инерции	
W	Момент сопротивления поперечного сечения проводника	
m	Масса	
σ	Напряжение в материале	
$\sigma_{пр}$	Предел прочности	
T_{max}	Время использования максимальной (наибольшей) нагрузки	$T_{max}=T_{нб}$
$I_{посл}$	Ток последовательной обмотки автотрансформатора	
$I_{общ}$	Ток общей обмотки автотрансформатора	
$K_{тип}$	Коэффициент типовой мощности	$K_{тип}=K_{вып}$
$K_{зп}$	Коэффициент заполнения графика нагрузки	
$K_{нр}$	Коэффициент неравномерности графика нагрузки	
$t_{с.в.откл}$	Собственное время отключения выключателя	

Продолжение приложения П2

Обозначение величины	Наименование величины	Примечание
$t_{в.\ откл}$	Полное время отключения выключателя	
$t_{откл}$	Время отключения короткого замыкания	

Примечания: 1. В основу обозначений положен ГОСТ 1494—77*. «Электротехника. Буквенные обозначения основных величин».
2. В последней графе указаны допустимые обозначения величин, используемые в технической литературе.

Приложение П3. ПРИНЯТЫЕ ИНДЕКСЫ У ВЕЛИЧИН

Обозначение индекса	Наименование индекса
ном	Номинальный
норм	Нормальный
норм	Нормированный
прод	Продолжительный
мгн	Мгновенный
н	Начальный
у	Установившийся
∞	Бесконечный
п	Периодический
а	Апериодический
а	Абсолютный
кр	Критический
нг	Нагрузка
вш	Внешний
вт	Внутренний
тер, т	Термический
Т	Трансформатор
АТ	Автотрансформатор
Г	Генератор
Д	Двигатель
СК	Синхронный компенсатор
Р	Реактор
нр	Нелинейный реактор
нб	Наибольший
max	Максимальный
min	Минимальный
уд	Ударный
расч	Расчетный
дл	Длительный
доп	Допустимый

Продолжение приложения П3

Обозначение индекса	Наименование индекса
дин	Электродинамический
эк	Эквивалентный, экономический
а	Активный
р	Реактивный

Приложение П4. ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ

Виды элементов	Код	Источник
Генератор	*G*	1
постоянного тока	*G*	1
переменного тока	*G*	1
Синхронный компенсатор	*GC*	2
Трансформатор	*T*	1
Автотрансформатор	*T*	1
Выключатель в силовых цепях	*Q*	1
автоматический	*QF*	1
нагрузки	*QW*	2
обходной	—	—
секционный	*QB*	3
шиносоединительный	*QA*	3
Электродвигатель	*M*	3
Сборные шины	—	—
Отделитель	*QR*	2
Короткозамыкатель	*QN*	2
Разъединитель	*QS*	1
Рубильник	*QS*	2
Разъединитель заземляющий	*QSG*	2
Линия электропередачи	*W*	3
Разрядник	*F*	1
Плавкий предохранитель	*F*	1
Реактор	*LR*	2
Аккумуляторная батарея	*G*	3
Конденсаторная силовая батарея	*CB*	2
Зарядный конденсаторный блок	*CG*	2
Трансформатор напряжения	*TV*	1
Трансформатор тока	*TA*	1
Электромагнитный стабилизатор	*TS*	1
Промежуточный трансформатор	*TL*	2
насыщающийся трансформатор тока	*TLA*	3
насыщающийся трансформатор напряжения	*TLV*	3

Продолжение приложения П4

Виды элементов	Код	Источник
Измерительный прибор	*P*	1
амперметр	*PA*	1
вольтметр	*PV*	1
ваттметр	*PW*	1
частотомер	*PF*	1
омметр	*PR*	1
варметр	*PVA*	2
часы, измеритель времени	*PT*	1
счетчик импульсов	*PC*	1
счетчик активной энергии	*PI*	1
счетчик реактивной энергии	*PK*	1
Регистрирующий прибор	*PS*	1
Резисторы	*R*	1
терморезистор	*RK*	1
потенциометр	*RP*	1
шунт измерительный	*RS*	1
варистор	*RU*	1
реостат	*RR*	2
Преобразователи неэлектрических величин в электрические	*B*	1
громкоговоритель	*BA*	1
датчик давления	*BP*	1
датчик скорости	*BR*	1
датчик температуры	*BT*	1
датчик уровня	*BL*	1
сельсин датчик	*BC*	1
датчик частоты вращения (тахогенератор)	*BR*	1
пьезоэлемент	*BQ*	1
фотоприемник	*BL*	1
тепловой датчик	*BK*	1
детектор ионизирующих элементов	*BD*	1
микрофон	*BM*	1
звукосниматель	*BS*	1
Синхроноскоп	*PS*	2
Комплект защит	*AK*	2
Устройство блокировки	*AKB*	2
Устройство автоматического повторного включения	*AKC*	2
Устройство сигнализации однофазных замыканий на землю	*AK*	2
Реле	*K*	1
блокировки	*KB*	2
блокировки от многократных включений	*KBS*	2
блокировки от нарушения цепей напряжения	*KBV*	3
времени	*KT*	1
газовое	*KSG*	2
давления	*KSP*	2

Продолжение приложения П4

Виды элементов	Код	Источник
импульсной сигнализации	*KLH*	2
команды «включить»	*KCC*	2
команды «отключить»	*KCT*	2
контроля	*KS*	2
сравнения фаз	*KS*	3
контроля сигнализации	*KSS*	2
контроля цепи напряжения	*KSV*	2
мощности	*KW*	2
тока	*KA*	1
напряжения	*KV*	1
указательное	*KH*	1
частоты	*KF*	2
электротепловое	*KK*	1
промежуточное	*KL*	2
напряжения прямого действия с выдержкой времени	*KVT*	2
фиксации положения выключателя	*KQ*	2
положения выключателя «включено»	*KQC*	2
положения выключателя «отключено»	*KQT*	2
положения разъединителя повторительное	*KQS*	2
фиксации команды включения	*KQQ*	2
расхода	*KSF*	2
скорости	*KSR*	2
сопротивления, дистанционная защита	*KZ*	2
струи, напора	*KSH*	2
тока с насыщающимся трансформатором	*KAT*	2
тока с торможением, балансное	*KAW*	2
уровня	*KSL*	2
Контактор, магнитный пускатель	*KM*	1
Устройства механические с электромагнитным приводом	*Y*	1
электромагнит	*YA*	1
включения	*YAC*	2
отключения	*YAT*	2
тормоз с электромагнитным приводом	*YB*	1
муфта с электромагнитным приводом	*YC*	1
электромагнитный патрон или плита	*YH*	1
электромагнитный ключ блокировки	*YAB*	2
электромагнитный замок блокировки:		
разъединителя	*Y*	2
заземляющего ножа	*YG*	2
короткозамыкателя	*YN*	2
отделителя	*YR*	2
тележки выключателя КРУ	*YSQ*	2

Продолжение приложения П4

Виды элементов	Код	Источник
Фильтр реле напряжения	*KVZ*	2
мощности	*KWZ*	2
тока	*KAZ*	2
Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	*S*	1
рубильник в цепях управления	*S*	2
выключатель или переключатель (ключ цепей управления)	*SA*	1
ключ, переключатель режима	*SAC*	2
выключатель кнопочный	*SB*	1
переключатель блокировки	*SAB*	2
выключатель автоматический	*SF*	1
переключатель синхронизации	*SS*	2
выключатель, срабатывающий от различных воздействий:		
от уровня	*SL*	1
от давления	*SP*	1
от положения (путевой)	*SQ*	1
от частоты вращения	*SR*	1
от температуры	*SK*	1
переключатель измерений	*SN*	2
Вспомогательный контакт выключателя	*SQ*	3
Вспомогательный контакт разъединителя	*SQS*	3
Испытательный блок	*SG*	2
Устройства индикационные и сигнальные	*H*	1
прибор звуковой сигнализации	*HA*	1
прибор световой сигнализации	*HL*	1
индикатор символьный	*HG*	1
табло сигнальное	*HLA*	1
Приборы электровакуумные и полупроводниковые	*V*	1
диод	*VD*	1
стабилитрон	*VD*	1
выпрямительный мост	*VS*	2
тиристор	*VS*	1
транзистор	*VT*	1
прибор электровакуумный	*VL*	1
Лампа осветительная	*EL*	1
Лампа сигнальная	*HL*	1
с белой линзой	*HLW*	2
с зеленой линзой	*HLG*	2
с красной линзой	*HLR*	2
Конденсатор	*C*	1
Индуктивность	*L*	1

Продолжение приложения П4

Виды элементов	Код	Источник
Сопротивление (для эквивалентных схем)		
полное	*Z*	2
активное	*R*	2
реактивное	*X*	2
емкостное	X_C	2
индуктивное	X_L	2
Устройства разные	*A*	1
Устройство зарядное	*A*	2
связи	*AU*	2
Усилитель	*A*	2
Устройство комплектное (низковольтное)	*A*	2
пуска осциллографа	*AK*	2
Преобразователи электрических величин в электрические	*U*	1
модулятор	*UB*	1
демодулятор	*UR*	1
дискриминатор	*UI*	1
преобразователь частоты, инвертор, генератор частоты, выпрямитель	*UZ*	1
Схемы интегральные, микросборки	*D*	1
схема интегральная аналоговая	*DA*	1
схема интегральная цифровая, логический элемент	*DD*	1
устройство хранения информации	*DS*	1
устройство задержки	*DT*	1
Соединения контактные	*X*	1
токосъемник, контакт скользящий	*XA*	1
штырь	*XP*	1
гнездо	*XS*	1
соединение разборное	*XT*	1
соединитель высокочастотный	*XW*	1
Элементы разные	*E*	1
нагревательный элемент	*EK*	1
пиропатрон	*ET*	1
Фильтр тока обратной последовательности	*ZA2*	3
Фильтр напряжения обратной последовательности	*ZV2*	3

Примечание. Источники: 1. ГОСТ 2.710—81. Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах.

2. Условные обозначения в электрических системах. МЭИ, 1981.—122 с.

3. Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. Основы техники релейной защиты. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 376 с.

Приложение П5. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМЫХ НАГРУЗОК СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ ПО ГОСТ 14209—85

ГОСТ 14209—85 распространяется на силовые масляные трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц мощностью до 100 МВ·А включительно. Он, следовательно, не может быть использован при определении допустимых нагрузок большинства силовых масляных трансформаторов электростанций и крупных подстанций, имеющих, как правило, трансформаторы мощностью 125 МВ·А и выше. Он не распространяется также на трансформаторы с принудительным направленным потоком масла в обмотках.

ГОСТ 14209—85 сохраняет математическую модель ГОСТ 14209—69 расчета температуры масла в верхних слоях, температуры наиболее нагретой точки обмотки и относительного износа изоляции. Сохранены также: шестиградусное правило старения изоляции; максимально допустимые температуры масла в верхних слоях при систематических нагрузках (+95 °С) и при аварийных перегрузках (+115 °С), а также нормированное (базовое) значение температуры обмотки в наиболее нагретой точке (+98 °С). Сохранен вид тепловой диаграммы трансформатора.

Изменению подверглись следующие положения.

1. Установлены дифференцированные ограничения на максимально допустимую температуру в наиболее нагретой точке обмотки:

140 °С — для систематических нагрузок;

160 °С — для аварийных перегрузок трансформаторов 110 кВ и ниже;

140 °С — для аварийных перегрузок трансформаторов выше 110 кВ.

2. Установлены максимально возможные значения перегрузок (допустимые при определенных оговоренных условиях):

1,5 — при систематических нагрузках;

2,0 — при аварийных перегрузках.

3. Даны таблицы для определения допустимых систематических нагрузок при $K_1=0{,}25 \div 1{,}0$, $\vartheta_{охл}=-20 \div +40$ °С и $t_п=0{,}5 \div 24$ ч. Отмечено, что можно допустить $1{,}5<K_2<2$ по согласованию с изготовителем.

4. Даны таблицы для определения допустимых аварийных перегрузок трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно при $K_1=0{,}25 \div 1{,}0$ $\vartheta_{охл}=-20 \div +40$ °С и $t_п=0{,}5 \div 24$ ч. Для трансформатороз классов напряжения выше 110 кВ допускается использование данных

Таблица П5

Максимально допустимые систематические нагрузки трансформаторов

$t_п$, ч	М и Д, K_2 при $K_1=0{,}25 \div 1$: 0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	ДЦ и Ц, K_2 при $K_1=0{,}25 \div 1$: 0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,5	+	+	+	+	+	1,98	1,81	1	1,63	1,6	1,58	1,55	1,52	1,47	1,41	1
1	+	1,97	1,92	1,87	1,8	1,71	1,57	1	1,49	1,47	1,45	1,43	1,4	1,37	1,31	1
2	1,66	1,63	1,6	1,56	1,51	1,45	1,35	1	1,34	1,33	1,32	1,3	1,28	1,26	1,22	1
4	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1	1,21	1,2	1,19	1,19	1,18	1,16	1,13	1
6	1,25	1,24	1,23	1,21	1,2	1,17	1,13	1	1,15	1,14	1,14	1,13	1,13	1,12	1,1	1
8	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1	1,11	1,11	1,1	1,1	1,1	1,09	1,07	1
12	1,11	1,1	1,1	1,09	1,09	1,08	1,06	1	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

0,5	2	2	2	2	2	2	2	2	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5
1	2	2	2	2	2	2	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,8	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Примечания: 1. Знак «+» означает, что расчетное значение $K_2>2$ и по согласованию с изготовителем допускается его значения в интервале $1{,}5<K_2<2$.

2. Подчеркнутые значения K_2 допускаются по согласованию с изготовителем.

таблиц при условии, что расчетная температура охлаждающей среды будет увеличена на 20 °С.

5. Порядок преобразования реального или ожидаемого графика нагрузки трансформатора в двухступенчатый график в основном сохранен. Внесено уточнение в определение K_2 и $t_п$. Так, если $K_2 \geqslant 0{,}9\ K_{max} = 0{,}9 \dfrac{S_{нг.max}}{S_{т.ном}}$, следует принимать в расчет данные значения K_2. Если же $K_2 < 0{,}9\ K_{max}$, то в расчет следует вводить $K_2' = 0{,}9\ K_{max}$, а длительность перегрузки $t_п'$ определять по выражению: $t_п' = \dfrac{K_2^2\ t_п}{(0{,}9 K_{max})^2}$.

6. В качестве температуры охлаждающей среды при определении систематических нагрузок рекомендуется принимать среднее значение температуры за продолжительность рассматриваемого графика нагрузки, если при этом температура положительна и ее изменение не превышает 12 °С. Если температура охлаждающей среды за время продолжительности графика нагрузки отрицательна или ее изменения превышают 12 °С, то рекомендуется в расчеты вводить эквивалентную температуру, для определения которой предлагается специальная таблица и график корректировки.

7. Предлагается таблица допустимых аварийных перегрузок трансформаторов до 110 кВ включительно без учета начальной (предшествующей) нагрузки, а также таблица допустимых аварийных перегрузок трансформаторов при выборе их номинальной мощности для промышленных подстанций при предшествующей нагрузке, не превышающей 0,8.

8. Рекомендуется приближенный графический метод определения превышения температуры масла в верхних слоях и превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке. Приводятся соответствующие расчетные графики.

9. Рекомендуется методика определения относительного износа витковой изоляции трансформаторов при аварийных перегрузках. Приводятся сотоветствующие расчетные таблицы.

10. Для строгого определения температур масла и обмоток, а также относительного износа изоляции рекомендуется использование ЭВМ и предлагаются обязательные вспомогательные схемы расчета.

В табл. П5 в качестве примера приведены предлагаемые таблицы для определения соответственно максимально допустимых систематических нагрузок и допустимых аварийных перегрузок трансформаторов при $\vartheta_{охл} = +20$ °С.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1.1. **Материалы** XXVII съезда КПСС. — М.: Политиздат, 1986. — 352 с.

1.2. **Основные** положения энергетической программы СССР на длительную перспективу. — М.: Политиздат, 1984. — 32 с.

1.3. Продовольственная программа СССР на период до 1990 года и меры по ее реализации. Материалы майского Пленума ЦК КПСС 1982 г. — М.: Политиздат, 1982. — 111 с.

1.4. **Народное** хозяйство СССР в 1985 г.: Стат. ежегодник/ЦСУ СССР. — М.: Финансы и статистика, 1986. — 655 с.

1.5. **Статистический** ежегодник стран — членов Совета Экономической Взаимопомощи. 1984/Секретариат СЭВ. — М.: Финансы и статистика, 1984. — 455 с.

1.6. **Энергетика** СССР в 1981—1985 годах/П. К. Аксютин, Г. А. Веретенников, М. С. Воробьев и др.; Под ред. А. М. Некрасова, А. А. Троицкого. — М.: Энергоиздат, 1981. — 352 с.

1.7. **Непорожний П. С., Обрезков В. И.** Введение в специальность. Гидроэлектроэнергетика: Учебное пособие для вузов. — М.: Энергоиздат, 1982. — 304 с.

1.8. **Теплоэнергетика** и теплотехника. Общие вопросы. Справочник/ /Под общей ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. — М.: Энергия, 1980. — 528 с.

1.9. **Прузнер С. Л., Златопольский А. Н., Некрасов А. М.** Экономика энергетики СССР: Учебник для вузов. — М.: Высшая школа, 1978. — 471 с.

1.10. **Маргулова Т. Х.** Атомные электрические станции. Учебник для вузов, изд. 4-е. — М.: Высшая школа, 1984. — 304 с.

1.11. **Жимерин Д. Г.** Проблемы развития энергетики. — М.: Энергия, 1978. — 288 с.

1.12. **Эффективное** использование топливно-энергетических ресурсов/ /Пор ред. Д. Б. Вольфберга. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 208 с.

1.13. **Ядерная** энергетика. Человек и окружающая среда. — 2-е изд./Под ред. А. Т. Александрова. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 321 с.

2.1. **Головкин П. И.** Энергосистема и потребители электрической энергии. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 360 с.

2.2. **Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Хачатрян Э. А.** Устойчивость нагрузки электрических систем. — М.: Энергоиздат, 1981. — 208 с.

3.1. **Федоров А. А., Каменева В. В.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. Учебник для вузов. — 4-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 472 с.

3.2. **Сыромятников И. А.** Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. — 4-е изд./Под ред. Л. Г. Мамиконянца. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 240 с.

3.3. **Вильгейм Р., Уотерс М.** Заземление нейтрали в высоковольтных системах. — М.: Госэнергоиздат, 1959. — 415 с.

3.4. **Глазунов А. А., Глазунов А. А.** Электрические сети и системы. — М. — Л.: Госэнергоиздат, 1960. — 368 с.

3.5. **Жежеленко И. В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. — 2-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 160 с.

3.6. **Тиходеев Н. Н.** Передача электрической энергии. — 2-е изд. — Л.: Энергоатомиздат, 1984. — 248 с.

4.1. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. — 13-е изд. — М.: Энергия, 1977. — 288 с.

4.2. **Пособие** для изучения правил технической эксплуатации, разделы 6 и 7/Под ред. К. М. Антипова. — М.: Энергия, 1979. — 400 с.

4.3. **Эксплуатация** турбогенераторов с непосредственным охлаждением/Под общей ред. Л. С. Линдорфа и Л. Г. Мамиконянца. — М.: Энергия, 1972. — 352 с.

4.4. **Глебов И. А.** Системы возбуждения мощных синхронных машин. — Л.: Наука, 1979. — 316 с.

5.1. **Боднар В. В.** Нагрузочная способность силовых масляных трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 176 с.

5.2. **Тихомиров П. М.** Расчет трансформаторов. — 4-е изд. — М.: Энергия, 1976. — 544 с.

5.3. **Петров Г. Н.** О параметрах и потерях короткого замыкания трехобмоточных автотрансформаторов. — Вестник электропромышленности, 1960, № 5, с. 32—36.

5.4. **Васютинский С. Б.** Вопросы теории и расчета трансформаторов. — Л.: Энергия, 1970. — 432 с.

6.1. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1964. — 704 с.

6.2. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1970. — 519 с.

6.3. **Вагнер К. Ф., Эванс Р. Д.** Метод симметричных составляющих. — М.: ОНТИ, 1936. — 407 с.

6.4. **Лосев С. Б., Чернин А. Б.** Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 528 с.

6.5. **Веников В. А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высшая школа, 1985. — 536 с.

6.6. **Руководящие** указания по расчету коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания. — 1-я редакция. — М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 1975. — 331 с.

6.7. **Руководящие** указания по релейной защите, вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110—750 кВ. — М.: Энергия, 1979. — 151 с.

7.1. **Основы** теории электрических аппаратов/Под ред. Г. В. Буткевича. — М.: Высшая школа, 1970. — 600 с.

7.2. **Правила** устройства электроустановок. — 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 640 с.

7.3. **Электрическая** часть станций и подстанций/Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. — М.: Энергия, 1980. — 608 с.

7.4. **Электрическая** часть электростанций/Под ред. С. В. Усова. Учебник для вузов. — Л.: Энергия, 1977. — 556 с.

7.5. **Руцкий А. А.** Электрические станции и подстанции. — Минск: Высшая школа, 1974. — 440 с.

7.6. **Электрическая** часть электростанций и подстанций. — 3-е изд./ /Под ред. Б. Н. Неклепаева. — М.: Энергия, 1978. — 456 с.

7.7. **Хольм Ф.** Электрические контакты. — М.: Изд-во иностр. лит., 1961. — 464 с.

7.8. **Кудрявцев Е. П., Долин А. П.** Расчет жесткой ошиновки распределительных устройств. — М.: Энергия, 1981. — 96 с.

7.9. **Теория** и конструкции выключателей/Под ред. Ч. Х. Флершейма. — Л.: Энергоиздат, 1982. — 496 с.

7.10. **Полтев А. И.** Конструкции и расчет элегазовых аппаратов высокого напряжения. — Л.: Энергия, 1979. — 240 с.

7.11. **Забиров А. С.** Пожарная опасность коротких замыканий. — М.: Стройиздат, 1980. — 136 с.

7.12. **Смелков Г. И.** Пожарная опасность электропроводок при аварийных режимах. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 184 с.

7.13. **Лейтес Л. В.** Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов. — М.: Энергия, 1981. — 392 с.

8.1. **Нормы** технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. — М.: Минэнерго СССР, 1980. — 179 с.

8.2. **Нормы** технологического проектирования атомных электростанций. — М.: Минэнерго СССР, 1980. — 141 с.

8.3. **Нормы** технологического проектирования гидроэлектростанций. — М.: Минэнерго СССР, 1977. — 134 с.

8.4. **Нормы** технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ. — 3-е изд. — М.: Минэнерго СССР, 1979. — 40 с.

8.5. **Электрическая** часть гидроэлектростанций. Главные схемы электрических соединений/Г. С. Лисовский, Б. З. Уманский, Б. С. Успенский, М. Э. Хейфиц. — М.: Энергия, 1965. — 368 с.

8.6. **Лисовский Г. С., Хейфиц М. Э.** Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35—750 кВ. — М.: Энергия, 1977. — 464 с.

8.7. **Околович М. Н.** Проектирование электрических станций. Учебник для вузов. — М.: Энергоиздат, 1982. — 400 с.

8.8. **Naktowski Z.** Stacje elektroenergetyczne 110—750 kV. Warszawa, WNT, 1984. — 349 s.

9.1. **Двоскин Л. И.** Схемы и конструкции распределительных устройств. — 3-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 220 с.

9.2. **Строительство** атомных электростанций/В. Б. Дубровский, П. А. Лавданский, Б. К. Пергаменщик, Н. Я. Турчин. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 160 с.

9.3. **Дорошев К. И.** Комплектные распределительные устройства 6—35 кВ. — М.: Энергоиздат, 1982. — 376 с.

10.1. **Электротехнический** справочник. Т. 3, кн. 1/Под ред. И. Н. Орлова и др. — 6-е изд. — М.: Энергоиздат, 1982. — 656 с.

10.2. **Лезнов С. И., Фаерман А. Л.** Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок. — М.: Энергия, 1979. — 136 с.

10.3. **Шальман М. П., Плютинский В. И.** Контроль и управление на атомных электростанциях. — М.: Энергия, 1979. — 272 с.

11.1. **Федосеев А. М.** Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов. — М.: Энергия, 1976. — 560 с.

11.2. **Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А.** Основы техники релейной защиты. — 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 376 с.

11.3. **Чернобровов Н. В.** Релейная защита. — М.: Энергия, 1974. — 680 с.

11.4. **Автоматика** электроэнергетических систем/Под ред. В. Л. Козиса и Н. И. Овчаренко. — М.: Энергоиздат, 1981. — 480 с.

11.5. **Павлов Г. М.** Автоматизация энергетических систем. — Л.: Изд-во ЛГУ, 1977. — 240 с.

11.6. **Баркан Я. Д., Орехов Л. А.** Автоматизация энергосистем. — М.: Высшая школа, 1981. — 271 с.

11.7. **Андреев В. А.** Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. — 2-е изд. — М.: Высшая школа, 1985. — 391 с.

11.8. **Фигурнов Е. П.** Защита электротяговых сетей переменного тока от коротких замыканий. — М.: Транспорт, 1979. — 160 с.

11.9. **Федосеев А. М.** Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. Учебное пособие для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 520 с.

12.1. **Техника** высоких напряжений. Учебник для вузов. — 2-е изд./ /Под ред. Д. В. Разевига. — М.: Госэнергоиздат, 1976. — 488 с.

12.2. **Долгинов А. И.** Техника высоких напряжений в электроэнергетике. — М.: Энергия, 1968. — 464 с.

12.3. **Найфельд М. Р.** Заземления и защитные меры безопасности. — М.: Энергия, 1965. — 288 с.

12.4. **Ларионов В. П., Базуткин В. В., Сергеев Ю. Г.** Техника высоких напряжений. Учебник для техникумов. — М.: Энергоиздат, 1982. — 296 с.

12.5. **Правила** техники безопасности при эксплуатации электроустановок. — М.: Энергия, 1981. — 160 с.

13.1. **Сборник** директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. 2-е изд./Под ред. С. Г. Королева. — М.: Энергоиздат, 1981. — 632 с.

13.2. **Методические** указания по определению устойчивости энергосистем. Ч. 1/Под. ред. Д. И. Азарьева, В. А. Веникова, Л. Г. Мамиконянца и др. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1979. — 184 с.

13.3. **Электрические** системы. Т. 8. Управление переходными режимами электроэнергетических систем/Под. ред. В. А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1982. — 247 с.

13.4. **Жданов П. С.** Вопросы устойчивости электрических систем. — М.: Энергия, 1979. — 456 с.

13.5. **Маркович И. М.** Режимы энергетических систем. — М.: Энергия, 1969. — 351 с.

13.6. **Руководящие** указания и нормативы по проектированию развития энергосистем. — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1973. — 68 с.

13.7. **Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А.** Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. Учебник для вузов. — М.: Энергоиздат, 1981. — 464 с.

13.8. **Окороков В. Р.** Управление электроэнергетическими системами. — Л.: Изд-во ЛГУ, 1976. — 224 с.

13.9. **Совалов С. А.** Режимы единой энергосистемы. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 384 с.

13.10. **Управление** мощными энергообъединениями/Под ред. С. А. Совалова. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 256 с.

13.11. **Мелентьев Л. А.** Системные исследования в энергетике. — 2-е изд. — М.: Наука, 1983. — 456 с.

13.12. **Розанов М. Н.** Надежность электроэнергетических систем. — 2-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 200 с.

13.13. **Гук Ю. Б.** Основы надежности электроэнергетических систем. — Л.: Изд-во ЛГУ, 1976. — 192 с.

13.14. **Непомнящий В. А.** Учет надежности при проектировании энергосистем. — М.: Энергия, 1978. — 200 с.

13.15 **Синьчугов Ф. И.** Расчет надежности схем электрических соединений. — М.: Энергия, 1971. — 175 с.

13.16. **Китушин В. Г.** Надежность энергетических систем. Учебное пособие для вузов. — М.: Высшая школа, 1984. — 256 с.

13.17. **Неклепаев Б. Н.** Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. — М.: Энергия, 1978. — 152 с.

13.18 **Гук Ю. Б., Лосев Э. А., Мясников А. В.** Оценка надежности электроустановок. — М.: Энергия, 1974. — 200 с.

13.19. **Арзамасцев Д. А., Бартоломей П. И., Холян А. М.** АСУ и оптимизация режимов энергосистем. Учебное пособие для вузов. — М.: Высшая школа, 1983. — 208 с.

13.20. **Применение** аналоговых вычислительных машин в энергетических системах/Под ред. Н. И. Соколова. — М.: Энергия, 1970. — 400 с.

13.21. **Эндрени Дж.** Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ./Под ред. Ю. Н. Руденко. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 336 с.

13.22. **Указания** по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1985. — 18 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автомат гашения поля 107, 110
Автоматический выключатель 267
Автоматизация 534
Автоматизированная система управления 11
Автоматика 534
Автоматическая разгрузка по частоте 536
— синхронизация генераторов 535
Автоматическое включение резерва 541
— повторное включение 539
— регулирование возбуждения 107, 167
Автотрансформаторы 140
Аккумуляторная батарея 457
Амортизационные отчисления 38
Апериодическая составляющая тока КЗ 163
АРВ пропорционального действия 107
— сильного действия 107
Асинхронный режим синхронных машин 110, 532

Базисные величины 157
— условия 158
Базовая часть графика нагрузки 31
Баланс топливно-энергетический 15, 17
Блок питания 479
Блокировка выключателей и разъединителей 450
— от многократных включений 449

Векторные диаграммы 164, 166, 172, 204, 217
Вентильный разрядник 559
Вентилятор 126
Виды коротких замыканий 149
Возбуждение синхронных генераторов 101
Возвращающееся напряжение 240
Восстанавливающееся напряжение 240
Время использования наибольшей нагрузки 31
— — установленной мощности 31
— наибольших потерь 64
Время-токовая характеристика предохранителя 253
Выбор сечения проводников 66
— силовых трансформаторов 136, 313, 320, 354
— трансформаторов собственных нужд 368, 370, 385
— электрических аппаратов и проводников 300
Выдержки времени защиты 485
Выключатели 14, 249
— баковые 249
— вакуумные 250
— нагрузки 261
Выключатели маломасляные 249
— обходные 336
— секционные 323
— синхронизированные 251
— тиристорные 250
— шиносоединительные 327
— элегазовые 250
— электромагнитные 250

Генератор 95
— вспомогательный 106
— синхронный 94
Гидрогенераторы 96
Гидроэлектростанция 24
— деривационная 24
— приливная 29
— русловая 24
— совмещенная 24
Главные схемы электроустановок 307
Графики нагрузки 30
— — электрических станций 30
— — электроустановок 30
— — энергосистем 30
Группы соединения обмоток трансформаторов 123

Демпферный контур 173, 183, 205
Динамическая устойчивость синхронных генераторов 117
Диспетчерское управление 577
Длительно допустимая температура 222, 224
Дутьевой вентилятор 20
Дымосос 21

Живучесть энергосистем 599

Заземление 51
— грозозащитное 51
— защитное 51
— рабочее 51
Заземлитель 569
Заземляющее устройство 551
Замыкание на землю 216
Зарядное устройство 482
Затраты приведенные 38
Защита баковая 521
— высокочастотная 500
— газовая 522
— дистанционная 500
— дифференциальная 503, 513, 526
— максимальная токовая 491
— направленная 494
— от замыкания на землю 498, 509, 520
— от перегрузок 507, 520, 532

Измерительные трансформаторы напряжения 271, 304

Измерительные трансформаторы тока 268, 304
Изоляционные расстояния в распредустройствах 394, 400
Интеграл Джоуля 291
Искровой промежуток 558
Испытательные напряжения 545
— — импульсные 545
Источники реактивной мощности 94

Капиталовложения 38
Категории потребителей 311
Качество электроэнергии 73
Класс точности трансформаторов напряжения 273
— — — тока 270
Колебания напряжения 74
— частоты 75
Коммутационная способность 300
— — выключателей 301
— — разъединителей 301
Компоновка электрических подстанций 428
— — станций 428
Комплексные схемы замещения 202
Конденсаторное устройство 479
Конструкция распределительных устройств 390
Контактирование 228
Контактор 267
Контрольно-измерительная аппаратура 444
Координация уровней токов КЗ 589
Короткое замыкание 147
— — на землю 200, 216
Короткозамыкатели 257, 302
Котел 20
Коэффициент близости 69
— выгодности 142
— загрузки 33
— заземления 52
— замыкания 52
— запуска 488
— использования установленной мощности 31
— отстройки 493
— поверхностного эффекта 69
— полезного действия 22
— резерва по установленной мощности 32
— спроса 33
— схемы 488
— типовой мощности 142
— трансформации 142
— формы 277
— чувствительности 449

Лампа накаливания 75

Магнитный пускатель 267, 305
Метод расчетных кривых 185
— симметричных составляющих 197
— спрямленных характеристик 195
Методика технико-экономических расчетов 38
Момент вращающий 112
— изгибающий 283
— сопротивления 79
— турбины 117
— электромагнитный 112, 117

Нагрев проводников 218, 224
Нагрузочная способность проводников 224
— — синхронных генераторов 108
— — трансформаторов 136
Надежность работы расчетная 598
— релейной защиты 485, 486
— электроустановок 598
— эксплуатационная 598
Напряжение прикосновения 571
Насос конденсатный 22
— питательный 20, 22
— технического водоснабжения 384
— циркуляционный 22
Нейтраль 51
Нелинейный элемент 93
Несимметричные короткие замыкания 197
— режимы 212
Несимметрия 81
Несинусоидальность 81
Несинхронное включение 535
Номинальные условия 158
Нормативные материалы 308
Нормативный коэффициент эффективности капиталовложений 38
Нормы на качество напряжения 80
— технологического проектирования 309

Обмотка возбуждения 110
— демпферная 171
— ротора 100
— статора 100
Обобщенная нагрузка 170, 172
Обобщенный вектор 178
Ограничение токов КЗ 594
Ограничитель ударного тока 254
Оперативный ток 465
— — выпрямленный 479
— — источники 456
— — переменный 475
— — постоянный 457
— — схемы 456
Отделители 257, 303
Отклонение напряжения 74, 82
— частоты 74
Отключение неудаленных КЗ 244
— цепей переменного тока 234
— — постоянного тока 246
Относительный износ изоляции 133
Охлаждение синхронных генераторов 97
— трансформаторов 127

Падение напряжения 82
Параметры номинальные 37
Перенапряжения 544
— внутренние 544
— грозовые 544, 552
Переходная ЭДС 170
Периодическая составляющая тока КЗ 164
Пиковая часть графика нагрузки 31, 579
Плутоний 26
Показатели надежности работы элементов энергосистем 601
Последствия коротких замыканий 151, 152
Потери короткого замыкания 63
— — — в трансформаторах 63

Потери мощности в линиях 60
— напряжения 82
— холостого хода 63
— энергии в линиях 64
Правила техники безопасности 308
— технической эксплуатации 308
— устройства электроустановок 308
Правило площадей 119
Предохранитель плавкий 252
— токоограничивающий 254
Преобразование координат 177
Приемники электрической энергии 40
Причины коротких замыканий 151
Пусковой момент двигателя 78
— ток двигателя 524

Разъединители 14, 257, 302
Распределение активной нагрузки между агрегатами 580
— набросов активной нагрузки между агрегатами 583
Распределительные устройства 390
— — внутренней установки 390
— — закрытые 390, 402
— — комплектные 390
— — наружной установки 390
— — открытые 390, 417
— — с элегазовой изоляцией 390
Расчетная продолжительность КЗ 298
— схема 297
— точка КЗ 297
Расчетные условия для выбора электрооборудования 295
Расчетный вид КЗ 297
Реактор 261, 304
— атомный 26
— водо-графитный 8
— водо-водяной 8
— на быстрых нейтронах 26, 346
— на тепловых нейтронах 26
— размножитель 9
— токоограничивающий 261
— одинарный 262
— сдвоенный 262
Регулирование напряжения 84
— частоты 588
Регулятор скорости турбины 586
Режим 296
— аварийный 296
— заряда аккумуляторной батареи 464, 465
— кратковременный 296
— нейтрали 51
— нормального напряжения 169, 196
— нормальный 107, 296
— подъема возбуждения 196
— послеаварийный 297
— постоянного подзаряда аккумуляторной батареи 467
— продолжительный 66, 296
— работы 11, 107, 296, 577
— — электроустановки 30
— — энергосистемы 37, 577
— разряда аккумуляторной батареи 461
— ремонтный 296
— установившийся 69, 167
Резонанс колебательной системы 286
Результирующая устойчивость синхронных генераторов 113
Реле 484
Реле времени 487
— газовое 522
— направления мощности 495
— напряжения 507
— промежуточное 488
— токовое 487
— указательное 488
— частоты 537
Релейная защита 484
— — генераторов 501
— — трансформаторов 512
— — электродвигателей 523

Самозапуск электродвигателей 525
Сборные шины 14
Сверхпереходная ЭДС 171
Себестоимость электроэнергии 34, 67
Синхронные генераторы 94
— компенсаторы 97
Система возбуждения 101
— — бесщеточная 106
— — высокочастотная 106
— — тиристорная 106
— — электромашинная 102
— измерений 439
— контроля 439
— координат 178
— охлаждения 97
— сигнализации 439
— управления 439
Сложные виды повреждений 214
Собственные нужды электроустановок 33, 361
Сопротивление заземляющего устройства 571
Способы регулирования напряжения 84
Срок службы изоляции 132
Статическая устойчивость синхронных генераторов 115
Статические конденсаторы 91
Схемы замещения 153
— питания оперативных цепей 473, 479
— принципиальные 487
— развернутые 487
— соединений обмоток трансформаторов 123
— структурные 10
— электрических соединений 307
— — — АЭС 346
— — — ГЭС 347
— — — КЭС 339
— — — подстанций 354
— — — собственных нужд 365, 369, 373, 375, 385
— — — ТЭЦ

Температура в наиболее нагретой точке 129
Теорема об активном двухполюснике 173
Тепловая диаграмма трансформаторов 127
— сеть 151
— энергия 23
Тепловое старение изоляции 132
Тепловой поток 218
Термическая стойкость проводников и аппаратов 289
Термическое действие токов КЗ 289
Технологический режим 363

Типовые конструкции распредустройств 401, 417
Ток холостого хода 63
Токовая отсечка 492, 498, 517, 526
Токоограничивающие устройства 265
Токопроводы 14, 224
Торий 27
Трансформаторы силовые 121
— собственных нужд 367, 370, 385
Требования к конструкции ЗРУ 393
— — — ОРУ 397
— — — распределительных устройств общие 391
Турбина 21, 23
Турбогенератор 29
— двухполюсный 96
— четырехполюсный 96

Угловая характеристика мощности 115
Ударный коэффициент 166
Узел комплексной нагрузки 42
Уравнение Парка-Горева 181
Уран 26
Установка продольной компенсации 93
Установленная мощность 5
Устойчивость динамическая 117
— параллельной работы синхронных машин 112
— — — энергосистем 598
— результирующая 113, 120
— статическая 113, 115
Ущерб народнохозяйственный 38
— потребителей 39
— системный 39

Форсировка возбуждения 101
Формула Ньютона 222
— разложения 168

Характеристика короткого замыкания 168
— относительных приростов 582
— холостого хода 168
Характеристики нагрузки динамические 45
— статические 45
— потребителей электроэнергии 45

Цена электроэнергии 66

Частота вращения 97
Частота сети 76

Шаговое напряжение 571
Шинопровод 14, 226, 305

Щиты управления 442

ЭДС вращения 181
— трансформаторная 181
Экономическая плотность тока 68
Электрическая дуга 234, 244
— подстанция 13
— сеть 13, 36
— система 13
— — высокого напряжения 50
— — генераторного напряжения 85
— — неоднородная
— — низкого напряжения 50
— — питающая 47, 48, 93
— — распределительная 47, 48
— — сверхвысокого напряжения 50
— — системообразующая 47, 48
— — среднего напряжения 50
— — ультравысокого напряжения 50
— станция 13, 19
— — атомная 19
— — геотермальная 19, 29
— — гидравлическая 19, 24
— — гидроаккумулирующая 19
— — дизельная 19, 28
— — конденсационная 20
— — солнечная 19, 28
— — теплофикационная 22
Электрические аппараты 217
— контакты 228
Электровооруженность 7
Электродвигатель асинхронный 76, 363
— синхронный 363
Электродинамическая стойкость проводников 274
Электродинамические силы 274
Электрооборудование 14
Электропотребление 18
Электроснабжение 10, 39
Электроустановки 12
Электроэнергия 18
Энергетика 7
Энергетическая система 10, 13
Энергетические ресурсы 14
Энерговооруженность 7
Энергопотребление 14

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава первая. **Общие вопросы энергетики и электрификации СССР** 4

1.1. Этапы развития энергетики СССР 4
1.2. Перспективы развития энергетики СССР 7
1.3. Энергетические системы — основа электрификации страны 10
1.4. Население, энергопотребление и энергетические ресурсы 14
1.5. Типы электростанций. Участие различных электростанций в выработке электроэнергии 19
1.6. Графики нагрузок электроустановок. Регулирование графиков нагрузок 30
1.7. Электрические сети и их значение для электрификации страны 36
1.8. Номинальные параметры электрических машин и электрооборудования 37
1.9. Методика технико-экономических расчетов в энергетике 38

Глава вторая. **Основные характеристики потребителей электрической энергии** 40

2.1. Типы и основные характеристики потребителей электрической энергии 40
2.2. Состав узлов комплексной нагрузки 42
2.3. Статические и динамические характеристики нагрузки . 45

Глава третья. **Электрические сети** 47

3.1. Общие сведения об электрических сетях 47
3.2. Номинальные напряжения электрических сетей . . . 48
3.3. Режим нейтралей элементов электрических сетей . . 51
3.4. Сведения о конструкции линий электропередачи . . 59
3.5. Потери мощности и энергии в электрических сетях . . 60
3.6. Выбор сечений проводников 66
3.7. Понятие о качестве электроэнергии 73
3.8. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников 75
3.9. Нормы на качество электроэнергии 80
3.10. Падения и потери напряжения в сетях 82
3.11. Способы регулирования напряжения 84

Глава четвертая. **Синхронные генераторы и компенсаторы** 94

4.1. Общие сведения 94
4.2. Системы охлаждения 97
4.3. Системы возбуждения 101
4.4. Режимы работы синхронных машин 107
4.5. Устойчивость параллельной работы синхронных машин . 112

Глава пятая. **Силовые трансформаторы и автотрансформаторы** 121

5.1. Общие сведения 121
5.2. Системы охлаждения трансформаторов 125
5.3. Тепловая диаграмма трансформатора 127

5.4. Нагрев трансформаторов при неравномерном графике нагрузки . . . 129
5.5. Тепловое старение изоляции трансформаторов . . . 132
5.6. Нагрузочная способность трансформаторов . . . 136
5.7. Особенности режимов работы автотрансформаторов . 140

Глава шестая. **Короткие замыкания и неполнофазные режимы в электрических системах** . . . 147

6.1. Виды, причины и последствия коротких замыканий . . 147
6.2. Допущения при расчетах токов короткого замыкания . 152
6.3. Расчетные схемы замещения и их преобразование . . 153
6.4. Системы именованных и относительных единиц . . . 157
6.5. Приведение магнитно-связанных цепей . . . 160
6.6. Трехфазные короткие замыкания . . . 163
6.7. Несимметричные короткие замыкания . . . 197
6.8. Несимметричные режимы и сложные виды повреждений 212
6.9. Однофазные замыкания на землю в системах с незаземленными нейтралями . . . 216

Глава седьмая. **Электрические аппараты и проводники** . 217

7.1. Классификация . . . 217
7.2. Нагрев проводников продолжительным током . . . 218
7.3. Нагрев проводников при неравномерной нагрузке . . 224
7.4. Контакты шин и аппаратов . . . 228
7.5. Токопроводы . . . 231
7.6. Отключение цепей переменного тока . . . 234
7.7. Отключение цепей постоянного тока . . . 246
7.8. Выключатели высокого напряжения и их приводы . . 249
7.9. Плавкие предохранители . . . 252
7.10. Ограничители ударного тока . . . 254
7.11. Разъединители, отделители, короткозамыкатели и их приводы . . . 257
7.12. Выключатели нагрузки . . . 261
7.13. Токоограничивающие реакторы . . . 261
7.14. Токоограничивающие устройства . . . 265
7.15. Электрические аппараты напряжением до 1 кВ . . . 267
7.16. Измерительные трансформаторы тока . . . 268
7.17. Измерительные трансформаторы напряжения . . . 271
7.18. Электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов . . . 274
7.19. Термическая стойкость проводников и электрических аппаратов . . . 289
7.20. Расчетные условия для выбора проводников и электрических аппаратов . . . 295
7.21. Выбор проводников и электрических аппаратов . . 300

Глава восьмая. **Схемы электрических соединений электрических станций и подстанций** . . . 307

8.1. Общие сведения . . . 307
8.2. Схемы электрических соединений теплофикационных электростанций . . . 319
8.3. Схемы электрических соединений конденсационных электростанций . . . 339

8.4. Схемы электрических соединений атомных электростанций 346
8.5. Схемы электрических соединений гидроэлектростанций . 347
8.6. Схемы электрических соединений понижающих подстанций 354
8.7. Собственные нужды электроустановок . . . 361

Глава девятая. **Конструкции распределительных устройств. Компоновки электрических станций и подстанций** . . . 390

9.1. Общие сведения . . . 390
9.2. Типовые конструкции закрытых распределительных устройств . . . 401
9.3. Типовые конструкции открытых распределительных устройств . . . 417
9.4. Компоновка электрических станций и подстанций. Размещение распределительных устройств . . . 428

Глава десятая. **Системы измерения, контроля, сигнализации и управления на электрических станциях и подстанциях. Источники их питания** . . . 438

10.1. Назначение систем измерения, контроля, сигнализации и управления . . . 438
10.2. Щиты управления . . . 441
10.3. Контрольно-измерительная аппаратура . . . 444
10.4. Дистанционное управление выключателями и разъединителями . . . 445
10.5. Блокировка выключателей и разъединителей . . . 450
10.6. Системы сигнализации . . . 452
10.7. Принципы монтажа и маркировки вторичных цепей . 455
10.8. Установки оперативного тока . . . 456
10.9. Источники и схемы постоянного оперативного тока . 458
10.10. Источники и схемы переменного оперативного тока . 475
10.11. Источники и схемы выпрямленного оперативного тока 479

Глава одиннадцатая. **Релейная защита и автоматика** . 484

11.1. Назначение релейной защиты. Типы реле . . . 484
11.2. Требования к релейной защите . . . 485
А. Токовые защиты электрических линий . . . 487
11.3. Максимальная токовая защита линий с независимой выдержкой времени . . . 487
11.4. Максимальная токовая защита линий с зависимой выдержкой времени . . . 491
11.5. Токовая отсечка на линиях с односторонним питанием 492
11.6. Максимальная токовая направленная защита линий с двусторонним питанием . . . 494
11.7. Токовые отсечки на линиях с двусторонним питанием . 498
11.8. Защита от коротких замыканий на землю в сетях с заземленными нейтралями . . . 498
Б. Защиты генераторов . . . 501
11.9. Повреждения и анормальные режимы генераторов . . 501
11.10. Продольная дифференциальная защита . . . 503
11.11. Защита от замыканий между витками одной фазы . 505
11.12. Защита от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки . 507
11.13. Защита от замыканий на землю . . . 509
В. Защиты трансформаторов . . . 512

11.14. Повреждения и анормальные режимы трансформаторов 512
11.15. Дифференциальная защита 513
11.16. Токовая отсечка 517
11.17. Защита от сверхтоков внешних КЗ 517
11.18. Защита от перегрузки 520
11.19. Защита от замыканий на землю 520
11.20. Защита от замыканий на кожух (баковая защита) . 521
11.21. Газовая защита 522
Г. Защиты электродвигателей 523
11.22. Повреждения и анормальные режимы электродвигателей. Пуск и самозапуск двигателей 523
11.23. Защита асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ 526
11.24. Защита асинхронных электродвигателей напряжением до 1 кВ 530
11.25. Особенности защиты синхронных электродвигателей . 532
Д. Вопросы автоматизации электрических станций и электрических систем 534
11.26. Объем автоматизации 534
11.27. Автоматическая синхронизация генераторов . . . 535
11.28. Автоматическая разгрузка по частоте 536
11.29. Автоматическое повторное включение 539
11.30. Автоматическое включение резерва 541

Глава двенадцатая. Защита электрических установок от перенапряжений. Заземляющие устройства 544

12.1. Общие сведения 544
12.2. Внутренние перенапряжения 551
12.3. Грозовые перенапряжения 552
12.4. Защита электроустановок от прямых ударов молнии . 554
12.5. Защита электроустановок от перенапряжений . . . 558
12.6. Заземляющие устройства 569

Глава тринадцатая. Энергетические системы 574

13.1. Общие сведения 574
13.2. Участие электростанций различного типа в покрытии суммарной нагрузки энергосистем 578
13.3. Распределение активной нагрузки между электростанциями и отдельными генераторами 580
13.4. Распределение набросов активной нагрузки между агрегатами электростанций 583
13.5. Принцип действия регулятора скорости турбин . . 586
13.6. Регулирование частоты в энергосистемах 588
13.7. Координация уровней токов короткого замыкания в энергосистемах 589
13.8. Надежность и устойчивость работы энергосистем . . 598

Приложения 601

Список литературы 627

Предметный указатель 633